



- Beschlusskammer 7 -

**Beschluss**

Az. BK7-18-063-final

In dem Verwaltungsverfahren

wegen: Antrag auf Freistellung von der Regulierung

Verfahrensbeteiligte:

- 1) German LNG Terminal GmbH, Elbehafen, 25541 Brunsbüttel, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin,

- 2) RWE Supply & Trading GmbH, RWE-Platz 6, 45141 Essen, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

Beigeladene,

hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

durch ihre Vorsitzende Barbie Kornelia Haller,  
ihre Beisitzerin Dr. Antje Peters  
und ihren Beisitzer Dr. Werner Schaller

am 21.06.2021 beschlossen:

Bundesnetzagentur für  
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,  
Post und Eisenbahnen

Behördensitz: Bonn  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
☎ 0228 14-0

Telefax Bonn  
0228 14-8872

E-Mail  
poststelle@bnetza.de  
Internet  
<http://www.bundesnetzagentur.de>

**Bitte neue Bankverbindung beachten!**  
Bundeskasse Weiden  
Dt. Bundesbank – Filiale Regensburg  
BIC: MARKDEF1750  
IBAN: DE08 7500 0000 0075 0010 07

Datenschutzhinweis:

Der Schutz Ihrer Daten ist uns wichtig. Nähere Informationen zum Umgang mit personenbezogenen Daten in der BNetzA können Sie der Datenschutzerklärung auf <https://www.bundesnetzagentur.de/Datenschutz> entnehmen. Sollte Ihnen ein Abruf der Datenschutzerklärung nicht möglich sein, kann Ihnen diese auch in Textform übermittelt werden.

1. Der Beschluss im Verwaltungsverfahren BK7-18-063 vom 30.11.2020 (BK7-18-063) wird aufgehoben und nach Maßgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) abgeändert und wie folgt neu gefasst.
2. Die in der LNG-Anlage am Standort Brunsbüttel, Elbehafen, 25541 Brunsbüttel, (nachfolgend LNG-Anlage Brunsbüttel) geschaffenen Kapazitäten werden zugunsten der Antragstellerin nach folgender Maßgabe von der Anwendung der §§ 20 bis 25 EnWG ausgenommen:
  - a) Die Ausnahme gilt für eine Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 8 Milliarden Kubikmeter (8 Mrd. m<sup>3</sup>/a) zur Einfuhr, Entladung, vorübergehenden Speicherung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas im Sinne des § 3 Nr. 26 EnWG.
  - b) Nicht ausgenommen sind durch wesentliche Kapazitätsaufstockungen geschaffene Kapazitäten.
3. Die Ausnahme ist auf 25 Jahre ab kommerzieller Inbetriebnahme befristet.
4. Die Antragstellerin wird verpflichtet, von den Nutzern der ausgenommenen Infrastruktur Entgelte zu erheben.
5. Die Antragstellerin wird verpflichtet, bei der langfristigen Vergabe von Kapazitäten ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren anzuwenden. Dabei sind mindestens die folgenden Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren:
  - a) Buchungsaufgaben für langfristig Buchende
    - (1) Alle potenziellen Nutzer müssen sich zunächst bei der Antragstellerin registrieren lassen.
    - (2) Die Mindestbuchungshöhe beträgt höchstens 1 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr an Durchsatzkapazität.
    - (3) Die Mindestbuchungsdauer beträgt höchstens 10 Jahre.
    - (4) Das Buchungsjahr ist das Kalenderjahr.
  - b) Langfristige Erstvergabe der Kapazitäten
    - (1) Für die Abgabe von Buchungsanfragen bezüglich der langfristigen Erstvergabe von Kapazitäten ist ein Zeitraum von 10 Werktagen vorzusehen. Alle in diesem Buchungszeitraum eingehenden Anfragen gelten als zeitgleich eingegangen. Der Beginn der Erstvergabe ist mit mindestens 10 Werktagen Vorlauf unter Hinweis auf die Registrierungspflicht bekannt zu geben. Den registrierten Kunden sind sämtliche Vergaberegeln vor Beginn des Buchungszeitfensters zur Verfügung zu stellen.
    - (2) Übernachtungen werden über eine ratierte Zuweisung der zu vergebenen Kapazitäten aufgelöst.
  - c) Langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten
    - (1) Bei der langfristigen Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten ist ein Preisaufschlag auf den bei der Erstvergabe angewendeten Tarif (Basistarif) zulässig. Der Aufschlag darf 10% nicht überschreiten.

- (2) Bezüglich des Zuweisungsmechanismus für die langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten werden keine weiteren Vorgaben bestimmt.

6. Die Antragstellerin wird verpflichtet, eine Reservierungsquote in Höhe von 10% der maximalen Jahresdurchsatzkapazität für eine kurzfristige Vergabe von Kapazitäten zurückzuhalten. Für die kurzfristige Vergabe der mittels Reservierungsquote zurückgehaltenen Kapazitäten gelten mindestens folgende Vorgaben:

- a) Alle potentiellen Nutzer müssen sich zunächst bei der Antragstellerin registrieren lassen.
- b) Die kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten werden in Form von Slots vergeben, die möglichst gleichmäßig über das Buchungsjahr verteilt sein müssen.
- c) Jeder Slot muss dem Slot-Inhaber das Löschen von mindestens 150.000 m<sup>3</sup> LNG ermöglichen.
- d) Für die kurzfristige Vergabe sind mindestens sechs Slots pro Jahr vorzusehen.
- e) Die Vergabe der Slots erfolgt jährlich spätestens zum 08. Dezember für das kommende Buchungsjahr.
- f) Die Slots werden initial per Aufpreisauktion in einem mehrstufigen Verfahren vergeben. Der Beginn der Auktion ist mit einem Vorlauf von 4 Wochen öffentlich bekannt zu geben.
- g) Spätestens 2 Wochen vor dem Beginn der Auktion ist die Slot-Produktbeschreibung mit mindestens folgenden Inhalten zu veröffentlichen:
  - (1) Datum für den Entlade-Slot
  - (2) Ankunftszeitfenster
  - (3) Menge an LNG in m<sup>3</sup>, die gesichert gelöscht werden kann
  - (4) Verfügbare Regasifizierungsleistung; mindestens 156 m<sup>3</sup> LNG/h
  - (5) Regasifizierungszeitraum
  - (6) Startpreis für den Slot
  - (7) Preisschritt (siehe Tenor zu 6. i))
- h) Der Startpreis für einen Slot darf mit einem Aufschlag in Höhe von maximal 10% auf den Basistarif für eine bestimmte Jahresdurchsatzkapazität versehen werden. Der maximale Startpreis wird durch folgende Formel bestimmt:

$$\text{max. Startpreis}_{\text{Slot}} = \text{Basistarif} \times \frac{\dot{V}_{\text{Slot}}}{\dot{V}_{\text{Jahresdurchsatzkapazität}}} \times 1,1$$

Die Antragstellerin kann einen Startpreis unterhalb des so ermittelten Maximalpreises für einen Slot bestimmen.

- i) Im Falle einer Übernachtfrage ist eine weitere Auktionsrunde durchzuführen. In dieser Auktionsrunde können nur diejenigen Nutzer teilnehmen, welche sich bereits in der vorherigen Auktionsrunde beteiligt haben. Der Startpreis wird jeweils um einen vorher von der Antragstellerin zu bestimmenden Aufschlag (sogenannter Preisschritt) erhöht. Der Preisschritt ist der Beschlusskammer vorab mitzuteilen.

- j) Sollten im Falle einer Übernachtung beim nächsten Preisschritt sämtliche Auktionsteilnehmer aus der Auktion aussteigen (sogenannter Under-sell), ist der Slot über ein von der Antragstellerin zu bestimmendes diskriminierungsfreies Zuweisungsverfahren unter den Auktionsteilnehmern zu vergeben, die sich an der letzten Auktionsrunde vor dem Under-sell beteiligt haben.
  - k) Der Teilnehmerkreis für die erste Auktion ist auf registrierte Nutzer beschränkt, die noch nicht im Besitz langfristiger Kapazitäten sind. Slots, die in der Auktion mit eingeschränktem Teilnehmerkreis nicht vergeben wurden, werden im Nachgang in einer zweiten Auktion allen registrierten Nutzern angeboten. Sollten auch nach dieser Auktion Slots nicht vergeben worden sein, werden diese Slots unterjährig allen registrierten Nutzern nach dem Prinzip First-Come-First-Serve (FCFS) von der Antragstellerin angeboten (unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten).
  - l) Sollten technische Anlagenrestriktionen dies erfordern, darf die unterjährige Vergabe von Slots in folgenden Punkten von den Vorgaben für das Slot-Produkt abweichen:
    - (1) Die feste Mindestlöschmenge an LNG eines unterjährigen Slots kann in Abweichung zu der Vorgabe aus Tenor zu 6. c) in Einzelfällen geringer ausfallen. Die Antragstellerin ist verpflichtet, die ggf. notwendige Reduktion der festen Mindestlöschmenge so gering wie nötig zu halten.
    - (2) Darüber hinaus beträgt die Regasifizierungsleistung für einen unterjährigen Slot in Abweichung zu der Vorgabe aus Tenor zu 6. g) (4) mindestens 300 m<sup>3</sup> LNG/h.
  - m) Ein bedingt durch die Vergabe von zurückgehaltener Kapazität erhöhter Mehraufwand bei der Antragstellerin gilt mit dem Aufschlag gemäß Tenor zu 6. h) als abgegolten. Die Berechnung weiterer Gebühren oder Kosten (z. B. Handling-Fee) ist nicht zulässig.
  - n) Das Prinzip von Borrowing & Lending findet auf Mengen, die auf Basis von kurzfristig erworbenen Slots in den Speicher eingebracht werden, spätestens ab dem Zeitpunkt des Beginns der Einspeicherung Anwendung und endet, wenn die ausgespeicherte Menge derjenigen entspricht, die im Rahmen des erworbenen Slots eingespeichert wurde.
  - o) Die Antragstellerin wird für den Fall, dass beim Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten Kapazitäten nicht vermarktet wurden, verpflichtet, jeweils bis zum 31. März eines jeden Folgejahres darüber gegenüber der Beschlusskammer zu berichten, in welchem Umfang Kapazitäten beim Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten nicht vermarktet wurden. Sie hat dabei die Gründe für eine nicht erfolgte unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten mitzuteilen.
7. Die Antragstellerin wird verpflichtet, in ihren Verträgen über Kapazitäten besondere Regelungen für ein Engpassmanagement vorzusehen. Nach diesen Regelungen muss insbesondere jedem Nutzer das Recht zustehen, seine kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln (Sekundärvermarktung). Dabei sind mindestens die folgenden Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren:

- a) Inhaber von Kapazitäten können diese ganz oder teilweise an andere registrierte Nutzer übertragen.
  - b) Rechtzeitig vor der Sekundärvermarktung haben sie der Antragstellerin Volumen und Zeitpunkt der Sekundärvermarktung anzuzeigen. Die Antragstellerin informiert alle bei ihr registrierten Marktteilnehmer unverzüglich über Umfang und Zeitpunkt einer bevorstehenden Sekundärvermarktung.
  - c) Die Übertragung bedarf der Zustimmung der Antragstellerin, die nur aus wichtigem Grund versagt werden darf.
  - d) Sofern eine Übertragung erfolgreich stattgefunden hat, wird der ursprüngliche Kapazitätsinhaber insoweit gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit.
  - e) Das Recht der Nutzer, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln, ist bis 20 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots möglich. Spätestens 20 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots hat der Nutzer gegenüber der Antragstellerin mitzuteilen, ob und an welchen registrierten Nutzer ein nicht genutzter Slot übertragen wurde. Danach ist das Use-it-or-Lose-it-Verfahren (nachfolgend UIOLI-Verfahren) gemäß Tenor zu 8. anzuwenden.
8. Die Antragstellerin wird verpflichtet, in ihren Verträgen über Kapazitäten besondere Regelungen für ein Engpassmanagement vorzusehen, die es nach dem UIOLI-Verfahren erlauben, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten. Dabei sind mindestens die folgenden Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren:
- a) Das UIOLI-Verfahren ist anzuwenden, wenn ein Nutzer spätestens 20 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots mitteilt, einen bestimmten Entlade-Slot nicht zu nutzen bzw. keinen anderen registrierten Nutzer benennt, an den der Entlade-Slot übertragen wurde.
  - b) Spätestens 19 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots, ist dieser von der Antragstellerin auszuweisen, sodass spätestens ab dem 19. Tag vor dem Datum des Entlade-Slots alle registrierten Nutzer eine Buchungsanfrage bezüglich des frei gewordenen Entlade-Slots stellen können. Frei gewordene Entlade-Slots werden in einem von der Antragstellerin zu bestimmenden diskriminierungsfreien Verfahren vergeben.
  - c) Sollten die frei gewordenen Entlade-Slots erfolgreich vergeben worden sein, wird der ursprüngliche Kapazitätsinhaber insoweit gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit. Andernfalls weist die Antragstellerin den nicht vermarkteten Entlade-Slot an den ursprünglichen Inhaber zurück.
9. Die Antragstellerin stellt sicher, dass Buchungen durch Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung auf einem angenommenen relevanten geografischen Markt Deutschlands auf maximal 45 % der Jahresdurchsatzkapazität der LNG-Anlage beschränkt sind. Diese Beschränkung gilt für alle Arten von Kapazitätsbuchungen, einschließlich kurzfristiger Kapazitäten und auf dem Sekundärmarkt gehandelter Kapazitäten. Diese Vorgaben sind in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren.
10. Die Antragstellerin hat die Beschlusskammer unverzüglich über alle Umstände zu unterrichten, in deren Folge die Einhaltung der Voraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1

bis 5 EnWG sowie der Auflagen gemäß Tenor zu 4. bis 9. betroffen sein könnte und die eine Neubewertung der Ausnahmevoraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich machen können.

11. Die Ausnahmegenehmigung kann nachträglich mit weiteren Nebenbestimmungen und Auflagen versehen oder ganz oder teilweise geändert, ergänzt oder aufgehoben werden, die Nebenbestimmungen in Tenor zu 3. bis 9. können ganz oder teilweise aufgehoben, geändert oder ergänzt werden, sofern
  - a) auf Grund geänderter tatsächlicher Umstände eine Neubewertung der Ausnahmevoraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich ist oder
  - b) die Antragstellerin eine oder mehrere der Auflagen in Tenor zu 4. bis 9. nicht erfüllt oder
  - c) die Antragstellerin nach Inbetriebnahme der LNG-Anlage Brunsbüttel nicht entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG vom Netzbetrieb der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH oder eines dritten Netzbetreibers, in dessen Netz die Infrastruktur geschaffen wird, getrennt ist oder
  - d) der Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) geändert, aufgehoben oder unwirksam wird.
12. Die Änderung, Ergänzung oder Aufhebung der Ausnahmegenehmigung ist der Europäischen Kommission durch die Beschlusskammer gemäß Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG mitzuteilen. Die Europäische Kommission kann in diesem Fall eine Änderung oder die Aufhebung des geänderten Beschlusses beantragen.
13. Die Ausnahme gilt unter der Bedingung, dass die LNG-Anlage Brunsbüttel spätestens am 25.05.2026 kommerziell in Betrieb genommen wird. Das Datum der kommerziellen Inbetriebnahme ist der Beschlusskammer schriftlich mitzuteilen.
14. Die Ausnahme gilt auch für den Fall der vollständigen oder teilweisen Übertragung des Eigentums an der LNG-Anlage Brunsbüttel, für den Fall der Übertragung des Betriebs auf einen Dritten sowie für den Fall von Änderungen der Gesellschaftsverhältnisse der Antragstellerin gegenüber der im Antrag beschriebenen Situation, sofern
  - a) der Beschlusskammer die beabsichtigte Übertragung oder Änderung spätestens drei Monate vor dem vereinbarten Rechtsübergang angezeigt wird,
  - b) der Dritte sich, sofern er den Betrieb übernimmt, zur Einhaltung der Auflagen aus dieser Genehmigung verpflichtet und
  - c) die Beschlusskammer die Genehmigung nicht innerhalb von drei Monaten nach Eingang der Anzeige widerruft. Der Widerruf hat unter der Bedingung zu erfolgen, dass die Übertragung oder Änderung durchgeführt wird.
15. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
16. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## Gründe

### I.

In dem vorliegenden Verwaltungsverfahren begehrt die Antragstellerin eine Freistellung von der Regulierung gemäß § 28a EnWG für die LNG-Anlage Brunsbüttel, die als kombinierte Import- und Flüssigerdgasanlage am Standort Brunsbüttel von ihr errichtet und betrieben werden soll.

(1) Der Standort der geplanten LNG-Anlage befindet sich im Elbehafen Brunsbüttel. Die zukünftige Adresse wird nach Aussage des Bauamtes Brunsbüttel mit Fährstraße 50 in 25541 Brunsbüttel in das Kataster eingetragen. Das Gelände wird im Norden von der Fährstraße K75, im Westen durch das REMONDIS SAVA GmbH-Gelände, im Süden durch das Betriebsgelände der Brunsbüttel Ports GmbH und im Osten durch ein nicht bebautes Industriegebiet zur Otto-Hahn-Straße und daran anschließend durch das Gelände des nicht mehr in Betrieb befindlichen Geländes des Kernkraftwerks Brunsbüttel begrenzt. Das wasserseitige Anlagebauwerk ist östlich zum Hafenbereich Brunsbüttel Ports GmbH in einem Abstand von 250 m geplant. Der Standort befindet sich auf den folgenden im Grundbuch der Gemeinde Brunsbüttel eingetragenen Grundstücken der Gemarkung Brunsbüttel, Flur 110, Flurstücke Nr. 93/9, Nr. 70/23, Nr. 96/10, Nr. 70/26, Nr. 62/59, Nr. 21/4, Nr. 62/55, Nr. 17/5, Nr. 96/6, Nr. 93/18, Nr. 1/11, Nr. 21/1, Nr. 62/56, Nr. 62/57, Nr. 62/58, Nr. 62/60, Nr. 62/61, Nr. 70/31, Nr. 70/32 und Nr. 88/6.

(2) Die Antragstellerin plant für die LNG-Anlage Brunsbüttel eine Durchsatzkapazität in Höhe von 8 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr. In den ursprünglichen Planungen waren ein LNG-Tank mit einer Kapazität von 240.000 m<sup>3</sup> sowie ein Anleger (Jetty), der für Schiffsgößen von sogenannten Bunkerschiffen bis zu Q-Max-Schiffen (bis zu 267.000 m<sup>3</sup>) ausgelegt ist, vorgesehen. Im Verlauf des Jahres 2020 änderte die Antragstellerin ihre Planungen hinsichtlich des Tanks. Geplant sind nun nicht mehr ein Tank mit einem Volumen von 240.000 m<sup>3</sup>, sondern zwei Tanks mit einem Volumen von jeweils 165.000 m<sup>3</sup> (insgesamt 330.000 m<sup>3</sup>). Als Basisdienstleistung ist die Regasifizierung und anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz vorgesehen. Da die Entladekapazität der LNG-Anlage größer als die Durchsatzkapazität ist, besteht daneben die Möglichkeit der Weiterverteilung von flüssigem Erdgas (LNG) auf Schiffe, Tanklastwagen und Züge.

(3) Die Antragstellerin ist ein Joint Venture der Gasunie LNG Holding B.V., der Oiltanking GmbH sowie der Vopak LNG Holding B.V. Jeder der Joint Venture-Partner hat gleiche Anteile im Unternehmen sowie gleiche Stimmrechte.

(4) Die Muttergesellschaft der Gasunie LNG Holding B.V., die N.V. Nederlandse Gasunie, ist ein europäisches Gasinfrastrukturunternehmen, das über seine Tochtergesellschaften, die niederländische Gasunie Transport Services B.V. und BBL V.O.F. sowie die deutsche Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Erdgas in den Niederlanden, in das Vereinigte Königreich und in

Deutschland transportiert. Die N.V. Nederlandse Gasunie hält zudem Anteile an der Gate Terminal B.V., die einen Erdgasspeicher sowie eine LNG-Anlage und einen LNG-Speicher im Hafen von Rotterdam betreibt.

(5) Die Oiltanking GmbH ist eine Tochtergesellschaft der Marquard & Bahls AG mit Sitz in Hamburg. Das Unternehmen ist in den Bereichen Energieversorgung, -handel und -logistik tätig und besitzt und betreibt 63 Tanklager in 23 Ländern weltweit mit einer Gesamtkapazität von 20 Mio. m<sup>3</sup> (Stand Februar 2020).

(6) Vopak LNG Holding B.V. ist eine Gesellschaft von Royal Vopak N.V. Vopak. Das Unternehmen betreibt ein globales Tanklagernetzwerk. Vopak LNG Holding B.V. besitzt und betreibt gegenwärtig zwei LNG-Anlagen, das Gate Terminal im Hafen von Rotterdam, Niederlande (zusammen mit Gasunie LNG Holding B.V.), und das Altamira-Terminal (TLA) in Mexiko.

(7) Die geplante LNG-Anlage in Brunsbüttel wird im Eigentum der Antragstellerin stehen und von ihr betrieben. Sitz der Antragstellerin ist Brunsbüttel. Die Inbetriebnahme der LNG-Anlage ist aktuell für [REDACTED] geplant.

(8) Zur Bestimmung des Marktinteresses und der Identifikation möglicher Kunden hat die Antragstellerin im Zeitraum vom Januar bis April 2018 ein sogenanntes „Open Season“-Verfahren durchgeführt (vgl. Anlage 4 zum Antrag vom 26.07.2018). [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

(9) Mit Schreiben vom 26.07.2018, eingegangen am 30.07.2018, hat die Antragstellerin die Einleitung eines Verfahrens zur Gewährung einer Freistellung von der Regulierung gemäß § 28a Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG beantragt. Im Zuge ihres Antrags hat die Antragstellerin umfangreiche Unterlagen vorgelegt. Diese enthalten insbesondere Informationen zur Beschreibung und Planung des Projekts, zur Open Season, zu den gesellschaftsrechtlichen Strukturen und den Anlagendienstleistungen. Die Antragstellerin hat außerdem eine Wettbewerbs- und Versorgungssicherheitsanalyse, ein Gutachten zur regulatorischen Einordnung von sogenannten „Small Scale LNG Services“, eine Darstellung und rechtliche Bewertung zur Nutzung der Zwischenlagerung von LNG sowie eine Darstellung zur Energiesolidarität vorgelegt.



Die Antragstellerin legt dar, alle Anforderungen für eine Ausnahme von der Regulierung zu erfüllen. Sie führt insbesondere aus, dass eine Verbesserung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit vorliege, dass es sich bei der geplanten LNG-Anlage um eine größere neue Infrastruktur mit hohem Investitionsrisiko handle und die LNG-Anlage im Eigentum der Antragstellerin und damit im Eigentum einer vom Netzbetreiber getrennten Gesellschaft liege. Sie führt weiter aus, dass den Nutzern der Anlage Entgelte in Rechnung gestellt werden und, dass keine nachteiligen Auswirkungen für den Wettbewerb oder das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes bestehen.

Der von der Antragstellerin eingereichte Antrag war zunächst noch nicht vollständig. Mit Schreiben insbesondere vom 09.08.2018, E-Mail vom 03.10.2018, Telefonat vom 08.11.2018, Schreiben vom 12.12.2018, E-Mail vom 21.02.2019 und E-Mail vom 11.03.2019 ist die Antragstellerin insoweit aufgefordert worden, fehlende Unterlagen und Informationen nachzureichen. Den Aufforderungen ist die Antragstellerin insbesondere mit E-Mails und Schreiben vom 30.08.2018, 28.09.2018, 04.12.2018, 01.02.2019, 20.03.2019 und zuletzt 28.03.2019 nachgekommen.

Die Antragstellerin beantragt,

eine Ausnahme von der Anwendung der Vorschriften der §§ 20 bis 25 EnWG für die gesamte Jahresdurchsatzkapazität der zu errichtenden LNG-Anlage in Höhe von 8 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr für die Dauer von 25 Jahren beginnend mit dem Datum der ersten kommerziellen Inbetriebnahme.

(10) Per E-Mail vom 10.08.2018 wurden jeweils das Bundeskartellamt sowie die Regulierungsbehörde Hamburg über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. Per E-Mail vom 04.05.2019 wurde aufgrund der Verlegung des Unternehmenssitzes der Antragstellerin nach Brunsbüttel zudem die Landesregulierungsbehörde Schleswig-Holstein über die Einleitung des Verfahrens informiert.

(11) Nach Prüfung der Unterlagen auf Vollständigkeit übersandte die Beschlusskammer die Antragsunterlagen am 07.05.2019 an die Europäische Kommission.

(12) Mit Schreiben vom 15.05.2019 übermittelte die Beschlusskammer der Antragstellerin zum Zweck der Anhörung einen Entwurf von Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung. Darin waren insbesondere Vorgaben zur diskriminierungsfreien langfristigen Erstvergabe, zur kurzfristigen Vergabe von Kapazitäten auf der Basis einer Reservierungsquote oder alternativ eines Kapazitäts-Release-Verfahrens, zur Sekundärvermarktung und zu einem UIOLI-Verfahren enthalten. Hierzu nahm die Antragstellerin mit Schreiben vom

29.05.2019 Stellung und führte insbesondere zu entgegenstehenden wirtschaftlichen, technischen und operativen Hindernissen im Hinblick auf die kurzfristige Kapazitätsvergabe und einem möglichen Engpassmechanismus in Form einer Reservierungsquote oder eines Kapazitäts-Release-Programms aus.

(13) Nach weiterer Sachverhaltsaufklärung unter Berücksichtigung der Ausführung der Antragstellerin (vgl. auch Schreiben vom 28.08.2019 und E-Mail vom 02.09.2019) wurden die finalen Regeln und Mechanismen zum Kapazitätsmanagement und zur Kapazitätszuweisung durch die Beschlusskammer erstellt und der Antragstellerin mit Schreiben vom 16.10.2019 übermittelt. Inhalt dieser Regeln sind insbesondere eine diskriminierungsfreie langfristige Erstvergabe von Kapazitäten sowie eine Reservierungsquote und eine ggf. unterjährige kurzfristige Vergabe zurückgehaltener Kapazitäten.

(14) Auf Grundlage dieser Regeln und Mechanismen führte die Antragstellerin in der Zeit vom 29.10.2019 bis 28.11.2019 ein Interessenbekundungsverfahren durch. Die Antragstellerin übermittelte der Beschlusskammer die Ergebnisse des Interessenbekundungsverfahrens mit Schreiben vom 03.12.2019. Sie führte darin insbesondere Bedenken hinsichtlich der Länge der Fristen im UIOLI-Verfahren und der unterjährigen kurzfristigen Vergabe zurückgehaltener Kapazitäten aus. Mit Schreiben vom 11.12.2019 und 24.01.2020 bekräftigt sie diese Bedenken und führt unter Berücksichtigung der Entscheidung des Gerichts der Europäischen Union vom 10.09.2019 (Az. T-883/16) zu dem unionsrechtlich verankerten Grundsatz der Energiesolidarität aus.

(15) Insgesamt ist der Antragstellerin im Rahmen zahlreicher Schreiben, E-Mails, Telefonaten und Erörterungsgesprächen u. a. am 18.12.2018, 06.03.2019, 24.07.2019, 17.12.2019 und am 17.02.2020 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

(16) Mit Schreiben vom 08.10.2020 hat die Beigeladene die Beiladung zum Verfahren beantragt. Mit Beschluss vom 19.12.2019 (Az. BK7-18-063-B1) hat die Beschlusskammer die Beigeladene zu dem Verfahren hinzugezogen. Mit Schreiben vom 30.01.2020 hat die Beigeladene Stellung genommen. Sie trägt im Wesentlichen vor, dass die gleichzeitige Vorgabe einer Reservierungsquote und Bestimmungen zu einem UIOLI-Verfahren in den Regeln für das Kapazitätsmanagement unverhältnismäßig sei.

(17) Die Beschlusskammer hat einen Entscheidungsentwurf erstellt. Dieser ist der Antragstellerin mit Schreiben vom 07.07.2020 und der Beigeladenen mit Schreiben vom 15.07.2020 zur Anhörung übersandt worden.

(18) Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 28.07.2020 Stellung genommen. Sie trägt im Wesentlichen vor, dass die Gesamtinvestitionskosten insbesondere für den Tank der LNG-Anlage voraussichtlich deutlich höher ausfallen könnten, als ursprünglich angenommen. Um diese Mehrkosten auszugleichen, werde nunmehr angestrebt, einen höheren Anteil der Kapazitäten entweder an die bisherigen potentiellen Kunden oder ggf. an weitere potentielle Kunden zu vermarkten.

Weitere Verhandlungen

Vor diesem

Hintergrund plane die Antragstellerin nunmehr nicht mehr einen Tank mit einem Volumen von 240.000 m<sup>3</sup>, sondern zwei Tanks mit einem Volumen von jeweils 165.000 m<sup>3</sup> zu errichten. Damit würde die LNG-Anlage insgesamt über eine Zwischenspeicherkapazität von 330.000 m<sup>3</sup> verfügen. Die Antragstellerin hat weiter vorgetragen, dass es aufgrund der erhöhten Gesamtinvestitionskosten und der Reservierungsquote in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität schwer bis unmöglich sei, für die potentiellen Kunden attraktive Tarife anzubieten, die eine langfristige Vermarktung der Kapazitäten der LNG-Anlage und damit die Investition selbst ermöglichen. Die Antragstellerin vertieft in diesem Zusammenhang ihre grundsätzliche Kritik an der Reservierungsquote in Höhe von 10%, die sie für unverhältnismäßig hält. Ihre Kritik richtet sich insbesondere gegen die von der Beschlusskammer ausgewerteten Studien zur prognostizierten Entwicklung des LNG-Marktes und den Trends zu einer kurzfristigen Vermarktung von LNG, die sie für nicht belastbar bzw. nicht aussagekräftig hält. Des Weiteren sieht sie eine Ungleichbehandlung und wettbewerbliche Benachteiligung gegenüber anderen LNG-Anlagen in Nordwesteuropa, die keine Reservierungsquote auferlegt bekommen hätten. Die Antragstellerin vertritt die Auffassung, dass die Reservierungsquote nicht erforderlich sei, um den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit zu verbessern. Zur Gewährleistung eines dauerhaften Drittzugangs und Vermeidung von Abschottungseffekten seien die Instrumente der Sekundärvermarktung und eines UIOLI-Verfahrens ausreichend. Die Antragstellerin weist zudem nochmals darauf hin, dass die Reservierungsquote die Investitionsentscheidung aus wirtschaftlicher Sicht grundlegend gefährde. Die Beschlusskammer habe insoweit den Sachverhalt unzutreffend ermittelt bzw. Tatsachen unzutreffend gewertet. Die Höhe der Reservierungsquote sei überdies willkürlich. Eine Orientierung an Reservierungsquoten aus dem Leitungsbereich bzw. dem Anteil der kurzfristigen Vermarktung an nordwesteuropäischen LNG-Anlagen sei ungeeignet zur Bestimmung der Höhe der Reservierungsquote. Die Antragstellerin hat darüber hinaus auch auf operationelle Hindernisse bei der unterjährigen Vermarktung der durch die Reservierungsquote zurückgehaltenen Kapazitäten hingewiesen, die Schwierigkeiten bzw. eine Anpassung des mit den langfristig buchenden Kunden abgestimmten Jahresdienstleistungsplanes in fast 90% der Fälle verursachen könnten.

Die Beschlusskammer hat den von der Antragstellerin neu vorgetragenen Sachverhalt hinsichtlich der gestiegenen Gesamtinvestitionskosten, des veränderten technischen Konzepts (Erhöhung der Zwischenspeicherkapazität) und des kommerziellen Konzepts (ggf. mehr Kunden mit u. U. kleineren Mengen) zum Anlass für weitere Sachverhaltsermittlungen genommen. Die Antragstellerin wurde im Nachgang zu einer Telefonkonferenz am 27.08.2020 mit E-Mail vom 31.08.2020 aufgefordert, nähere Angaben zur aktuellen Buchungssituation, den Investitionskosten und den

weiteren Planungen und der Entscheidungsgrundlage für die Veränderungen des technischen und kommerziellen Konzeptes und deren Auswirkungen zu machen. Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 08.09.2020 und in einer Videokonferenz vom 09.09.2020 weitere Angaben gemacht.

(19) Die Beigeladene hat mit Schreiben vom 29.07.2020 Stellung genommen. [REDACTED]

[REDACTED] Ungeachtet dieser Kritik begrüßt die Antragstellerin jedoch auch grundsätzlich erneut die Möglichkeit einer kurzfristigen Buchungsmöglichkeit. Sie hat jedoch in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass es insofern nicht zu einer Benachteiligung der langfristig Buchenden kommen dürfe. Einen Verstoß gegen den Grundsatz der Nichtdiskriminierung sieht sie insbesondere für den Fall, dass der Startpreis für die kurzfristige Vermarktung unterhalb des Niveaus der Kapazitätskosten der langfristig Buchenden läge. Sie trägt vor, dass eine kurzfristige Buchung aufgrund der höheren Flexibilität ein risikoärmeres Produkt darstellen würde. Darüber hinaus befürwortet sie, dass die langfristig Buchenden bereits in der ersten Auktionsrunde der kurzfristigen Vermarktung zugelassen werden sollten. Hinsichtlich des UIOLI-Verfahrens spricht sich die Beigeladene erneut für eine kürzere Vorlaufzeit von 15 Tagen aus.

(20) Die Beschlusskammer hat dem Bundeskartellamt nach § 58 Abs. 1 S. 1 und S. 2 EnWG am 29.10.2020 den Entscheidungsentwurf übermittelt, verbunden mit der Gelegenheit zur Stellungnahme und zur Herstellung des Einvernehmens. Das Bundeskartellamt hat mit E-Mail vom 16.11.2020 das Einvernehmen nach § 58 Abs. 1 EnWG erklärt.

(21) Die Beschlusskammer 7 hat am 30.11.2020 eine auf 25 Jahre befristete Ausnahme von der Zugangs- und Entgeltregulierung erteilt (nachfolgend als ursprüngliche Ausnahmegenehmigung bezeichnet). Die ursprüngliche Ausnahmegenehmigung stand nach § 28a Abs. 3 S. 3 EnWG unter dem förmlichen Vorbehalt der Abänderung oder Aufhebung nach Maßgabe einer Entscheidung der Europäischen Kommission nach Artikel 36 Absatz 9 der Richtlinie 2009/73/EG.

(22) Am 08.12.2020 wurde die unter dem Vorbehalt der Änderung bzw. des Widerrufs stehende ursprüngliche Ausnahmegenehmigung an die Europäische Kommission nach dem in Art. 36 Abs. 8 und 9 der Richtlinie 2009/73/EG vorgesehenen Beteiligungsverfahren übermittelt. Im Rahmen dieses Beteiligungsverfahrens hat die Europäische Kommission mit Schreiben vom 08.02.2021 weitere Informationen, insbesondere eine Durchführung der Konsultation der nationalen Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten zu den denkbaren Auswirkungen der LNG-Anlage auf den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit, von der Beschlusskammer unter Setzung einer Frist bis zum 17.05.2021 angefordert. Die Fragen der Europäischen Kommission bezogen sich insbesondere auf die Notwendigkeit einer Buchungsobergrenze für potentiell marktbeherrschende Unternehmen, Transparenzvorgaben im Rahmen der Sekundärvermarktung, weitere Vorgaben für die Vergabe langfristiger Kapazitäten und eine Befristung der Geltung der Ausnahme auf zwei Jahre anknüpfend an den Baubeginn. Mit E-Mail vom 24.02.2021 forderte die

Europäische Kommission die Beschlusskammer zudem auf, Stellung zu nehmen zu einem im Internet veröffentlichten und bei der Europäischen Kommission am 24.02.2021 eingereichten im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe (nachfolgend DUH) erstellten Rechtsgutachten vom 22.02.2021. Das DUH-Gutachten vertritt die Auffassung die Ausnahmegenehmigung sei rechtswidrig und durch die Europäische Kommission deswegen nicht zu genehmigen, da sie Klima- und Umweltaspekte nicht berücksichtige und die Genehmigungsvoraussetzung der Versorgungssicherheit angesichts eines aufgrund der Klimaschutzziele sinkenden Gasbedarfs und bislang bestehenden Überkapazitäten an nordwesteuropäischen LNG-Anlagen zu Unrecht bejahe.

(23) Die Beschlusskammer hat daraufhin vom 15.02.2021 bis zum 05.03.2021 eine Konsultation durchgeführt. In diesem Rahmen hatten die Regulierungsbehörden aller Mitgliedstaaten und zusätzlich die Regulierungsbehörden von Großbritannien und Norwegen Gelegenheit, zu der auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlichten Ausnahmegenehmigung Stellung zu nehmen. Von dieser Gelegenheit haben zwei Regulierungsbehörden, Schweden und Dänemark, Gebrauch gemacht. Die schwedische Regulierungsbehörde hat sich dahingehend geäußert, dass sie keine Einwände gegen die Ausnahmegenehmigung habe. Die dänische Regulierungsbehörde bestätigt die Rechtsauffassung der Beschlusskammer, wonach die LNG-Anlage zu einer Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit in der Europäischen Union beitrage. Daneben weist die dänische Regulierungsbehörde darauf hin, dass es im Netzentwicklungsplan 2018 (im Folgenden: NEP 2018), in den die Einspeisekapazitäten für die LNG-Anlage erstmals berücksichtigt wurden, zu einer Reduzierung fester Einspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt Ellund zum dänischen Netz gekommen sei. Die dänische Regulierungsbehörde verweist auf die Bedeutung dieser Kapazitäten für das Funktionieren des dänischen Gasmarkts und auf einen konstruktiven laufenden Prozess mit der Bundesnetzagentur zur Lösung der Problematik, insbesondere im Rahmen der Incremental Capacity Verfahren nach dem Netzkodex Kapazitätszuweisung (Kapitel V Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission; nachfolgend NC CAM).

(24) Der Antragstellerin und der Beigeladenen wurde die Möglichkeit zur Stellungnahme zu den von der Europäischen Kommission aufgeworfenen Fragen gegeben. Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 26.02.2021 und E-Mail vom 08.03.2021, die Beigeladene hat mit Schreiben vom 04.03.2021 Stellung genommen. Die Antragstellerin und die Beigeladene vertreten die Auffassung, dass weitergehende Transparenzvorgaben für die Kapazitätsvermarktung nicht erforderlich seien. Die Antragstellerin äußert sich darüber hinaus im Wesentlichen dahingehend, dass sie eine Buchungsobergrenze für potentiell marktbeherrschende Unternehmen für nicht erforderlich halte und die Ausnahmedauer von 25 Jahren für gerechtfertigt ansehe.

(25) Am 24.03.2021 hat die Beschlusskammer 7 die angeforderten Informationen und die Stellungnahmen der Antragstellerin und der Beigeladenen an die Europäische Kommission übermittelt und Stellung genommen zu den von der Kommission aufgeworfenen Fragen und den Inhalten

des DUH-Gutachtens. Die Beschlusskammer hat sich im Wesentlichen auf den Standpunkt gestellt, dass sie eine Änderung bzw. Ergänzung der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung nicht für erforderlich halte.

(26) Am 25.05.2021 hat die Europäische Kommission nach Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG einen Beschluss (Az. C(2021) 3814 final) zu der am 30.11.2021 erlassenen Ausnahmegenehmigung erlassen und der Beschlusskammer 7 übermittelt. In dem Beschluss vom 25.05.2021 bestätigt die Europäische Kommission grundsätzlich den Umfang und die Dauer der erteilten Ausnahme. Sie hält diese wegen des Vorliegens der Genehmigungsvoraussetzungen und der darin getroffenen Nebenbestimmungen, insbesondere für eine diskriminierungsfreie Kapazitätsvergabe und zur Gewährleistung eines dauerhaften Drittzugangs für neue Marktteilnehmer (Reservierung von 10 % der jährlichen Durchsatzkapazität für eine kurzfristige jährliche oder unterjährige Vermarktung) für gerechtfertigt. Der Beschluss der Europäischen Kommission verpflichtet die Beschlusskammer jedoch auch zu inhaltlichen Änderungen. Die von der Europäischen Kommission verlangten Änderungen sehen zum einen die Einführung einer Buchungsbeschränkung von max. 45 % für marktbeherrschende Unternehmen auf einem für die Zwecke der Entscheidung rein national abgegrenzten deutschen Markt vor. Der Beschluss der Europäischen Kommission verlangt zudem die Auferlegung von Transparenzvorgaben im Vorfeld der Sekundärvermarktung hinsichtlich des Volumens und Zeitpunktes eines Kapazitätsangebots. Darüber hinaus verpflichtet die Europäische Kommission die Beschlusskammer, die Ausnahme mit weiteren Änderungs- und Widerrufsvorbehalten, einer Berichtspflicht gegenüber der Europäischen Kommission und Vorgabe der Beteiligung nach Art. 36 Abs. 9 Richtlinie 2009/73/EG bei Änderungen der Ausnahme zu versehen.

(27) Dem Bundeskartellamt wurde mit E-Mail vom 14.06.2021 Gelegenheit gegeben, zu der beabsichtigen Umsetzung des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) durch Aufhebung der Ausnahmegenehmigung vom 30.11.2020, Änderung und Neufassung nach Maßgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 Stellung zu nehmen. Mit Email vom 17.06.2021 hat das Bundeskartellamt mitgeteilt, dass von einer weiteren Stellungnahme abgesehen wird. Das Bundeskartellamt geht dabei davon aus, dass mit der konsolidierten Neufassung der Entscheidung keine ausschließlich auf der Grundlage einer entsprechenden Einzelfallprüfung mögliche Feststellung verbunden ist, ob und inwieweit bestimmte Unternehmen auf konkreten Märkten derzeit bereits über eine marktbeherrschende Stellung verfügen oder möglicherweise in Zukunft verfügen werden.

(28) Der Antragstellerin und der Beigeladenen wurde ebenfalls mit E-Mail vom 14.06.2021 Gelegenheit gegeben, zu der beabsichtigen Umsetzung des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) Stellung zu nehmen. Die Beigeladene hat mit E-Mail vom 15.06.2021 von einer weiteren Stellungnahme abgesehen. Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 17.06.2021 Stellung genommen. Sie stellt sich im Wesentlichen auf den Standpunkt, dass der Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 keine Verpflichtung

enthält, ein spezifisches Widerrufsrecht ausdrücklich für den Fall vorzusehen, dass infolge des Betriebs des Terminals feste Kapazitäten an der deutsch-dänischen Grenze in beide Richtungen nicht mehr in angemessenem Umfang zur Verfügung stünden. Ausreichend sei es hier aus Sicht der Antragstellerin, ein generelles Widerrufsrecht für den Fall eines aufgrund tatsächlicher Änderungen erforderlich gewordenen Widerrufs in der Ausnahmeentscheidung vorzusehen. Bei der Nennung des Falls eines nicht angemessenen Angebots von festen Kapazitäten an der deutsch-dänischen Grenze handle es sich nach Ansicht der Antragstellerin aufgrund der Wortwahl „sollte“ dahingegen um eine bloße Empfehlung, bei der der Beschlusskammer Ermessen eingeräumt sei, ob sie ihr folgen wolle.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten und den Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final Bezug genommen.

## II.

Der Antrag ist auch unter Berücksichtigung des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) zulässig und begründet. Hinsichtlich der LNG-Anlage liegen die Voraussetzungen für eine Ausnahmegenehmigung vor. Diese wurde unter Ausübung des pflichtgemäßen Ermessens und nach Maßgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) mit Auflagen und Nebenbestimmungen versehen.

Aufgrund des Umfangs der Darstellung wird den folgenden Entscheidungsgründen eine Gliederungsübersicht vorangestellt.

## Gliederung

<b>1</b>	<b>Rechtsgrundlage und anzuwendendes Recht</b>	<b>18</b>
<b>2</b>	<b>Formelle Rechtmäßigkeit der Entscheidung</b>	<b>19</b>
2.1	Zuständigkeit	20
2.2	Verfahren	20
2.3	Beteiligung anderer Behörden	21
2.4	Anhörung	22
2.5	Antragsbefugnis und Bescheidungsinteresse	22
<b>3</b>	<b>Materielle Rechtmäßigkeit der Entscheidung</b>	<b>23</b>
3.1	Antragsgegenstand	24
3.1.1	LNG-Anlage	25
3.1.2	Abgrenzung Large Scale- und Small Scale-Bereich	27
3.2	Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit	29
3.2.1	Verbesserung des Wettbewerbs bei der Gasversorgung	30
3.2.1.1	Allgemeine Grundsätze	30
3.2.1.2	Relevanter Produktmarkt	32
3.2.1.3	Relevanter geographischer Markt	33
3.2.1.4	Zusammenfassung	36
3.2.2	Verbesserung der Versorgungssicherheit durch die LNG-Anlage	36
3.2.2.1	Begriff der Versorgungssicherheit	37
3.2.2.2	Diversifikation der Bezugsquellen	40
3.2.2.3	Redundanz durch Diversifikation der Transportrouten	41
3.2.2.4	Steigerung der Widerstandsfähigkeit und Belastbarkeit der Gasversorgungsinfrastruktur	42
3.2.2.5	Steigerung der Flexibilität bei der Gasversorgung	43
3.2.2.6	Regeln zur kurzfristigen Vermarktung verbessern den Beitrag zur Versorgungssicherheit	44
3.2.2.7	Möglichkeit zusätzlicher Importmengen angesichts eines prognostizierten steigenden Importbedarfs	46
3.2.2.8	Grundsatz der Energiesolidarität	48
3.2.2.9	Zusammenfassung	51
3.3	Größere neue Infrastruktur	51
3.4	Investitionsrisiko	52
3.4.1	Allgemeine Grundsätze	52
3.4.2	Relevante Risiken	52
3.4.3	Kausalität	55
3.5	Entflechtung	56
3.6	Erhebung von Entgelten	58
3.7	Keine nachteiligen Auswirkungen der Ausnahme auf den Wettbewerb, das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes oder das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze bzw. der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union	58
3.7.1	Wettbewerbswirkung der Ausnahmegenehmigung	60
3.7.1.1	Keine nachteilige Wirkung durch Ausnahme von der Entgeltregulierung	61



3.7.1.2	Keine nachteilige Wirkung durch Ausnahme von der Zugangsregulierung .....	61
3.7.1.3	Analyse des relevanten Marktes Nordwesteuropa .....	63
3.7.1.4	Analyse des enger abgegrenzten nationalen Marktes.....	70
3.7.2	Auswirkung auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes ....	75
3.7.2.1	Keine nachteiligen Wirkungen auf den Erdgasbinnenmarkt.....	75
3.7.2.2	Prinzip der Energiesolidarität.....	75
3.7.3	Auswirkung auf das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes, an das die Infrastruktur angeschlossen ist bzw. der betroffenen regulierten Netze .....	77
3.8	Ermessen und Umsetzung des Beschlusses der Europäischen Kommission .....	78
3.8.1	Aufhebung und Änderung der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung nach Maßgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission (Tenor zu 1.) .....	82
3.8.2	Gewährung der Ausnahme (Tenor zu 2.) .....	83
3.8.3	Befristung (Tenor zu 3.).....	86
3.8.4	Auflage zu den Entgelten (Tenor zu 4.) .....	86
3.8.5	Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement (Tenor zu 5. bis 8.).....	87
3.8.5.1	Langfristige Vergabe von Kapazitäten (Tenor zu 5.).....	95
3.8.5.2	Reservierungsquote (Tenor zu 6.).....	100
3.8.5.3	Sekundärvermarktung (Tenor zu 7.) .....	128
3.8.5.4	Use-it-or-lose-it-Verfahren (Tenor zu 8.) .....	130
3.8.6	Buchungsbeschränkung für marktbeherrschende Unternehmen (Tenor zu 9.) .....	133
3.8.7	Berichtspflicht (Tenor zu 10.).....	134
3.8.8	Änderung, Ergänzung oder Aufhebung von Nebenbestimmungen oder der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 11.).....	135
3.8.9	Mitteilungspflicht gegenüber der Europäischen Kommission bei Änderung oder Aufhebung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 12.)...	141
3.8.10	Geltung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 13.) .....	141
3.8.11	Geltung bei Veränderung der Eigentums-, Betriebsführungs- und Gesellschaftsverhältnisse (Tenor zu 14.).....	142
3.8.12	Ablehnung des Antrags im Übrigen (Tenor zu 15.) .....	142
3.8.13	Kostenentscheidung (Tenor zu 16.) .....	143

Im Einzelnen:

## **1 Rechtsgrundlage und anzuwendendes Recht**

Grundlage für die Aufhebung der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung, ihre Abänderung und die Neufassung der Gewährung der Ausnahmegenehmigung unter Nebenbestimmungen nach Maßgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) ist § 28a Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG.

Nach § 28a Abs. 3 EnWG und Art. 36 Abs. 9 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG hat die Regulierungsbehörde den Beschluss der Europäischen Kommission zur Abänderung oder Aufhebung innerhalb von einem Monat umzusetzen. Der vorliegende Beschluss setzt die von der Europäischen Kommission im Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) verlangten Änderungen uneingeschränkt um.

Rechtsgrundlage für den Erlass einer Ausnahmegenehmigung ist § 28a Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG. Hierbei ist zu beachten, dass gemäß der Übergangsregelung des § 118 Abs. 27 EnWG auf Anträge nach § 28a EnWG, die vor dem 12.12.2019 bei der Regulierungsbehörde eingegangen sind, die bis zum 11.12.2019 geltenden Vorschriften weiter anzuwenden sind. Dies ist vorliegend der Fall.

§ 28a Abs. 3 EnWG verweist für die Prüfung und das Verfahren auf Art. 36 Abs. 6 bis 9 der Richtlinie 2009/73/EG. Art 36 der Richtlinie 2009/73/EG wurde zuletzt geändert durch Art. 1 der Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 vom 17.04.2019 (ABl. L 117 S. 1). Die Änderungsrichtlinie wurde in Deutschland am 12.12.2019 durch das Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/692 des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (BGBl I Nr. 45 (11.12.2019) in deutsches Recht umgesetzt.

Soweit daher auf § 28a EnWG bzw. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG Bezug genommen wird, handelt es sich um die vor dem 12.12.2019 geltende Fassung des EnWG bzw. die vor Inkrafttreten der Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 geltende Fassung des Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG, es sei denn, es wird ausdrücklich auf die neue Fassung Bezug genommen (gekennzeichnet mit dem Zusatz „neue Fassung“).

Demgegenüber hat die Europäische Kommission im Rahmen der Beteiligung nach Art. 8 und 9 Richtlinie 2009/73/EG Zweifel an dieser Rechtsauffassung geäußert, da die Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 selbst keine ausdrückliche Übergangsbestimmung für die Änderung des Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG vorsehe. In ihrem Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 26 ff.) setzt sich die Europäische Kommission eingehend mit dieser Fragestellung auseinander. Dabei differenziert die Europäische Kommission bei der Frage, welches Recht zur Anwendung zu

kommen habe, zwischen verfahrensrechtlichen Vorgaben und inhaltlichen Vorgaben (vgl. Beschluss vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 28).

Hinsichtlich der durch die Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 eingeführten neuen Verfahrensvorgabe einer Konsultation der nationalen Regulierungsbehörden (Art. 36 Abs. 3 Richtlinie 2009/73/EG) hält die Europäische Kommission trotz der Übergangsregelung des § 118 Abs. 27 EnWG das neu eingeführte Konsultationserfordernis für anwendbar. Da die Beschlusskammer die Konsultation der nationalen Regulierungsbehörden von Mitte Februar bis Anfang März 2021 durchgeführt hat, ist diese neue Verfahrensvorgabe nach Ansicht der Europäischen Kommission erfüllt (vgl. Beschluss vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 32).

Inhaltlich wurden durch die Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 die Genehmigungsvoraussetzungen des Art. 36 Abs. 1 lit. e) Richtlinie 2009/73/EG geändert, wonach sich die Ausnahme nicht nachteilig auf den Wettbewerb auf den wahrscheinlich von der Investition betroffenen Märkten, auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze oder auf die Erdgasversorgungssicherheit der Union auswirken darf. Diese Merkmale entsprechen bereits dem durch das erstinstanzliche Urteil des EuG vom 10.09.2019 (Az. T-883/16, Rn. 67 ff.) zu der Entscheidung der Europäischen Kommission im Ausnahmeverfahren für die OPAL-Verbindungsleitung für maßgeblich erklärten Grundsatz der Energiesolidarität, der eine umfassende Prüfung der Auswirkungen auf die Interessen der Mitgliedstaaten und der Europäischen Union bei der Energieversorgung verlangt. Das endgültige Urteil in der zweiten Instanz vor dem Europäische Gerichtshof (C-848/19 P) steht zwar zum Zeitpunkt dieser Entscheidung noch aus. In Rahmen des Prinzips der Energiesolidarität sind die durch die Änderungsrichtlinie eingeführten inhaltlichen Anforderungen aber bereits in der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung durch die Beschlusskammer geprüft worden (vgl. Abschnitt 3.2.2.8 und Abschnitt 3.7.2.2). Daher kann die Frage, welche Fassung der Richtlinie 2009/73/EG Anwendung findet, letztlich offenbleiben.

Auch nach der Auffassung der Europäischen Kommission kann die Frage, ob die Beschlusskammer zur Anwendung der durch die Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 geänderten inhaltlichen Vorgaben verpflichtet war, jedoch letztlich offenbleiben. Zur Begründung verweist sie darauf, dass im Rahmen der Beteiligung nach Art. 36 Abs. 8 und 9 Richtlinie 2009/73/EG festgestellt wurde, dass die geänderten inhaltlichen Anforderungen erfüllt sind. Die Beachtung dieser Vorgaben sei daher in jedem Fall sichergestellt, da die Europäische Kommission insoweit Änderungen der nationalen Ausnahmegenehmigung verlangen könne (vgl. Beschluss vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 31).

## **2 Formelle Rechtmäßigkeit der Entscheidung**

Hinsichtlich der formellen Rechtmäßigkeit der vorliegenden Entscheidung sind die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren, insbesondere hinsichtlich der Zuständigkeit (siehe folgenden Abschnitt 2.1), der erforderlichen Beteiligung anderer Behörden (siehe folgenden Abschnitt 2.3)

und der Gewährung rechtlichen Gehörs (siehe folgenden Abschnitt 2.4) gewahrt worden. In ihrer Eigenschaft als LNG-Anlagenbetreiberin ist die Antragstellerin insbesondere auch antragsbefugt (siehe folgenden Abschnitt 2.5).

## **2.1 Zuständigkeit**

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die vorliegende auf § 28a Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG beruhende Entscheidung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

## **2.2 Verfahren**

Die Vorschriften zum Verfahren wurden eingehalten.

(1) Die Beschlusskammer hat insbesondere nach § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG vor der Gewährung der Ausnahme durch Schreiben vom 16.10.2019 die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung festgesetzt. Die Beschlusskammer hat in den darin enthaltenen Regeln für das Engpassmanagement insbesondere vorgegeben, dass ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten sind (UIOLI-Verfahren) und dass Nutzer der Infrastruktur das Recht haben, ihre Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln (vgl. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG).

(2) Die Antragstellerin hat nach den von der Beschlusskammer bestimmten Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung das nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG vorgesehene Interessenbekundungsverfahren in dem Zeitraum vom 29.10.2019 bis zum 28.11.2019 durchgeführt. In diesem Rahmen konnten alle potentiellen Nutzer der Infrastruktur ihr Interesse an der Kontrahierung von Kapazität bekunden, bevor Kapazität für die neue Infrastruktur vergeben wurde. Die Antragstellerin hat der Beschlusskammer die Ergebnisse dieses Verfahrens mit Schreiben vom 03.12.2019 mitgeteilt.

(3) Die Beschlusskammer hat die Ergebnisse des Interessenbekundungsverfahrens nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG bei der Bewertung der Voraussetzungen des § 28a Abs. 1 Nr. 1 (Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung durch die Infrastruktur), Nr. 2 (Investitionsrisiko) und Nr. 5 (keine nachteiligen Auswirkungen durch die Ausnahme auf den Wettbewerb oder das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes oder das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes, an das die Infrastruktur angeschlossen ist) berücksichtigt.

(4) Die Europäische Kommission hat die Richtlinienkonformität des durchgeführten Interessenbekundungsverfahrens in ihrem Beschluss vom 25.05.2021 festgestellt (vgl. Beschluss vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 33 ff.).

### 2.3 Beteiligung anderer Behörden

(1) Gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG ist die Landesregulierungsbehörde, hier des Landes Schleswig-Holstein, über die Einleitung des Verfahrens informiert worden.

(2) Das Bundeskartellamt hat mit E-Mail vom 16.11.2020 das Einvernehmen nach § 58 Abs. 1 EnWG zu der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung erklärt. Mit E-Mail vom 14.06.2021 wurde dem Bundeskartellamt zudem die Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Umsetzung des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 durch die vorliegende Entscheidung gegeben. Mit E-Mail vom 17.06.2021 hat das Bundeskartellamt mitgeteilt, dass von einer weiteren Stellungnahme abgesehen wird.

(3) Eine Beteiligung der Landesregulierungsbehörde Schleswig-Holstein nach § 58 Abs. 1 EnWG war vorliegend entbehrlich, da es sich bei der Antragstellerin als künftige LNG-Anlagenbetreiberin nicht um einen Netzbetreiber (§ 3 Nr. 27 EnWG) handelt.

(4) Die Beschlusskammer hat der Europäischen Kommission ferner unverzüglich den vollständigen Antrag übermittelt. Hier war zu berücksichtigen, dass die Antragstellerin erst im Laufe des Verfahrens vollständige Antragsunterlagen vorgelegt hat.

(5) Eine Konsultation der Regulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten gemäß § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 4 der Richtlinie 2009/73/EG war entbehrlich, da sich die Infrastruktur nicht über das Hoheitsgebiet von mehr als einem Mitgliedstaat erstreckt.

Eine Konsultation betroffener Mitgliedstaaten nach § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. der neuen Konsultationsregelung in Art. 36 Abs. 3 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG (ab dem 12.12.2019 geltende Fassung) war nach Auffassung der Beschlusskammer ebenfalls entbehrlich, da die neue Fassung der Richtlinie aufgrund der Übergangsregelung des § 118 Abs. 27 EnWG auf den vorliegenden Antrag keine Anwendung findet (siehe oben Abschnitt 1).

Die Beschlusskammer ist jedoch der Aufforderung der Europäischen Kommission im Rahmen des Beteiligungsverfahrens nach Art. 36 Abs. 8 und 9 der Richtlinie 2009/73/EG gefolgt und hat vom 15.02.2021 bis zum 05.03.2021 eine Konsultation durchgeführt. In diesem Rahmen hatten die Regulierungsbehörden aller Mitgliedstaaten und die Regulierungsbehörden von Großbritannien und Norwegen Gelegenheit, zu der auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlichten Ausnahmegenehmigung Stellung zu nehmen. Von dieser Gelegenheit haben zwei Regulierungsbehörden – Schweden und Dänemark – Gebrauch gemacht. Die Stellungnahmen wurden im Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) und der vorliegenden Entscheidung berücksichtigt.

(6) Die Europäische Kommission ist gemäß § 28a Abs. 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 8 und 9 der Richtlinie 2009/73/EG ordnungsgemäß beteiligt worden. Nach diesen Vorgaben unterliegt die Ausnahmegenehmigung der Kontrolle der Europäischen Kommission, die gemäß § 28a Abs. 3

S. 2 EnWG i.V.m. Art. 36 Abs. 8 und 9 der Richtlinie 2009/73/EG die Änderung oder Aufhebung der nationalen Ausnahmegenehmigung verlangen kann.

Die Beschlusskammer hat der Europäischen Kommission die ursprüngliche Ausnahmegenehmigung vom 30.11.2020 am 08.12.2020 und damit unverzüglich nach Art. 36 Abs. 8 S. 2 Richtlinie 2009/73/EG zusammen mit allen für die Entscheidung bedeutsamen Informationen – in Form des gesamten Verwaltungsvorgangs – übermittelt.

Grundsätzlich kann die Europäische Kommission gemäß Art. 36 Abs. 9 UAbs. 1 S. 1 EnWG innerhalb von zwei Monaten ab dem Tag nach dem Eingang der Meldung der Ausnahmegenehmigung beschließen, von der nationalen Regulierungsbehörde die Änderung oder den Widerruf der Entscheidung über die Gewährung der Ausnahme zu verlangen. Die Europäische Kommission hat nach Art. 36 Abs. 9 UAbs. 1 Richtlinie 2009/73/EG mit Schreiben vom 08.02.2021 und damit innerhalb der bis zum 09.02.2021 laufenden zweimonatigen Entscheidungsfrist weitere Informationen, insbesondere eine Durchführung der Konsultation der nationalen Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten zu den denkbaren Auswirkungen der LNG-Anlage auf den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit, angefordert. Damit hat sich die Frist zur Entscheidung für die Europäische Kommission um zwei Monate beginnend mit dem Tag nach dem Eingang der vollständigen Informationen verlängert (vgl. Art. 36 Abs. 9 UAbs. 1 Richtlinie 2009/73/EG). Am 24.03.2021 übermittelte die Beschlusskammer der Europäischen Kommission die angeforderten zusätzlichen Informationen innerhalb der bis zum 17.05.2021 hierfür gesetzten Frist. Die Europäische Kommission hat ihren Beschluss nach Art. 36 Abs. 9 Richtlinie 2009/73/EG fristgerecht am 25.05.2021 erlassen. Sie hat die ursprüngliche Ausnahmegenehmigung hinsichtlich des Umfangs und der Dauer grundsätzlich bestätigt, aber gleichzeitig Änderungen der Ausnahmegenehmigung verlangt (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final).

(7) Gemäß § 28a Abs. 3 EnWG i.V.m. Art. 36 Abs. 9 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG ist dem Änderungsverlangen der Europäischen Kommission binnen einer Frist von einem Monat durch die betroffene Regulierungsbehörde nachzukommen. Die Umsetzung ist durch den vorliegenden Beschluss fristgerecht und uneingeschränkt erfolgt.

## **2.4 Anhörung**

Den Beteiligten ist im Rahmen des Verfahrens gemäß § 67 Abs. 1 EnWG mehrfach und umfassend Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

## **2.5 Antragsbefugnis und Bescheidungsinteresse**

Die Antragstellerin ist nach § 28a Abs. 3 S. 1 EnWG antragsbefugt. „Betroffenes Gasversorgungsunternehmen“ im Sinne dieser Vorschrift ist nur der Betreiber der späteren Infrastruktur, während bloße Eigentümer oder Investoren nicht antragsbefugt sind (vgl. Beschluss vom 27.08.2007,

Az. BK7-07-013). Die Antragstellerin wird die Funktion der Betreiberin der geplanten LNG-Anlage nach Inbetriebnahme innehaben. Damit hat sie zulässigerweise die Ausnahme von der Regulierung nach § 28a EnWG beantragt.

Der Antragstellerin fehlt auch nicht etwa deshalb das Bescheidungsinteresse, weil die Errichtung der Anlage nicht hinreichend wahrscheinlich wäre. Von einem Fehlen des Bescheidungsinteresses wäre allerdings dann auszugehen, wenn die begehrte Ausnahme für die Antragstellerin nutzlos wäre, weil einer Verwirklichung der Projekte bereits planungsrechtliche Gesichtspunkte entgegenstünden. Ob dies der Fall ist, ist aber derzeit für die Beschlusskammer nicht erkennbar. Für das Bescheidungsinteresse reicht es aus, dass die Antragstellerin die Planungsverfahren ernsthaft betreibt. Dies hat die Antragstellerin dargetan (vgl. z. B. Schreiben der Antragstellerin vom 24.01.2020). Ein Abwarten des Planfeststellungsbeschlusses und der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung vor einer stattgebenden Ausnahmeentscheidung nach § 28a EnWG ist hingegen nicht erforderlich. Die gegenteilige Ansicht würde dazu führen, dass Projekte, für welche eine Ausnahme begehrt wird, mit zusätzlichen zeitlichen und wirtschaftlichen Risiken belastet würden.

### **3 Materielle Rechtmäßigkeit der Entscheidung**

Die Aufhebung der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung und Änderung und Neufassung nach Maßgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) ist auch materiell rechtmäßig. Für die Änderung und den Neuerlass der Ausnahmegenehmigung für die LNG-Anlage Brunsbüttel liegen die Voraussetzungen einer Ausnahme nach § 28a Abs. 1 EnWG i.V.m. Art. 36 Abs. 1 Richtlinie 2009/73/EG vor. Die geplante Anlage in Brunsbüttel ist als LNG-Anlage i. S. d. § 28a Abs. 1 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 Richtlinie 2009/73/EG zu qualifizieren (siehe folgenden Abschnitt 3.1). Für die LNG-Anlage in Brunsbüttel liegen auch die anderen Voraussetzungen einer Ausnahme vor. Die LNG-Anlage verbessert den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung (siehe folgenden Abschnitt 3.2). Es handelt sich um eine größere neue Infrastruktur (siehe folgenden Abschnitt 3.3). Das Investitionsrisiko ist so hoch, dass die Investition ohne Ausnahme nicht getätigt würde (siehe folgenden Abschnitt 3.4). Der besonderen Entflechtungsvorgabe, dass der LNG-Anlagenbetreiber von dem Netzbetreiber, in dessen Netz die Infrastruktur verwirklicht wird, entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG getrennt ist, wird genüge getan (siehe folgenden Abschnitt 3.5). Die Vorgabe zur Erhebung von Entgelten ist gewährleistet (siehe folgenden Abschnitt 3.6). Es sind keine nachteiligen Auswirkungen der Ausnahme auf den Wettbewerb der wahrscheinlich von der Infrastruktur betroffenen Märkte und das effektive Funktionieren des Binnenmarktes bzw. der betroffenen regulierten Netze sowie der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union festzustellen (siehe folgenden Abschnitt 3.7). Vor der Gewährung einer Ausnahme sind zudem Regeln und Mechanismen für das

Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung bestimmt worden (siehe folgenden Abschnitt 3.8).

Sind die Ausnahmevoraussetzungen für die LNG-Anlage gegeben, so steht die Entscheidung über die Gewährung einer Ausnahme im Ermessen der Beschlusskammer. Unter Abwägung aller Gesichtspunkte hat sich die Beschlusskammer entschieden, die Ausnahme unter Nebenbestimmungen zu genehmigen (siehe folgenden Abschnitt 3.8). Die Änderungen gegenüber der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung setzen den Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) nach § 28a Abs. 3 EnWG und Art. 36 Abs. 9 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG vollumfänglich um.

### **3.1 Antragsgegenstand**

Gemäß § 28a EnWG können LNG-Anlagen als größere neue Infrastruktur befristet von der Regulierung ausgenommen werden. Die von der Antragstellerin in Brunsbüttel geplante Anlage stellt eine LNG-Anlage i. S. d. § 28a Abs. 1 EnWG (siehe folgende Abschnitte 3.1.1 und 3.1.2; zur Einordnung als größere neue Infrastruktur, siehe Abschnitt 3.3) dar.

(1) Die geplante Anlage, eine kombinierte Import- und Flüssigerdgasanlage, umfasst eine Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 8 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr. Sie verfügt über einen Anleger (Jetty), der für Schiffgrößen von Bunkerschiffen bis zu Q-Max-Schiffen (bis zu 267.000 m<sup>3</sup>) ausgelegt ist, und über eine LNG-Tank-Kapazität von insgesamt 330.000 m<sup>3</sup> (nunmehr zwei Tanks mit einem Volumen von jeweils 165.000 m<sup>3</sup>). Für die Anlage ist folgende Nutzung vorgesehen. Die Nutzer der Anlage transportieren LNG auf Schiffen zur Anlage. Dort wird das LNG in den Tank der Anlage geleitet oder es kann auch direkt auf andere Schiffe für den Weitertransport verladen werden. Das in den Tank der Anlage geleitete und dort temporär gespeicherte LNG wird dann entweder wiederverdampft und in das Fernleitungsnetz eingespeist oder in flüssiger Form auf kleinere Schiffe, Tankkraftwagen oder Züge für den Weitertransport verladen. Die im Rahmen der kombinierten Anlage vorgesehene Nutzung ist die Einfuhr, Entladung und einerseits Wiederverdampfung des im Tank befindlichen verflüssigten Erdgases sowie anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz und andererseits eine mögliche Weiterverteilung von verflüssigtem Erdgas, LNG, mittels Beladen von Schiffen, Tankkraftwagen oder Zügen (sogenannter Large Scale- und Small Scale-Bereich).

(2) Gemäß den Darlegungen der Antragstellerin sind folgende Dienstleistungen für die Nutzer vorgesehen und zu unterscheiden: Die Basisdienstleistung, die „Dispatch“-Dienstleistungen und die Hilfsdienstleistungen. Die sogenannte Basisdienstleistung ist für die Einfuhr von LNG, die Wiederverdampfung und Einspeisung ins Netz notwendig, sie umfasst das Entladen von LNG-Schiffen und die Regasifizierung. Die sogenannten „Dispatch“-Dienstleistungen umfassen das Beladen von Schiffen, Tankkraftwagen und ggf. Eisenbahnkesselwagen und dienen dem Weitertransport des LNG. Bei den sogenannten Hilfsdienstleistungen handelt es sich um operationell notwendige



Dienstleistungen, welche durch die Antragstellerin ausgeführt werden, sie umfassen das Kühlen und Auffüllen mit Gas, die Entnahme aus dem Tanklager und die Dienstleistungen zum Tanklager (vgl. zu den Darstellungen der Dienstleistungen insgesamt das Schreiben der Antragstellerin vom 20.03.2019).

(3) Bei der Betrachtung der einzelnen Dienstleistungen war vorliegend zur Bestimmung des genehmigungsfähigen Umfangs der Ausnahmegenehmigung zu bewerten, wie diese regulatorisch einzuordnen sind. Die Antragstellerin hat hier nachvollziehbar dargelegt, dass die von ihr vorgesehenen Dienstleistungen in Gestalt der Basisdienstleistung und Hilfsdienstleistungen dem Begriff der LNG-Anlage und damit den Vorgaben des EnWG zuzuordnen sind (siehe folgenden Abschnitt 3.1.1). Die „Dispatch“-Dienstleistungen (siehe folgenden Abschnitt 3.1.2) unterfallen hingegen nicht der Regulierung und sind demgemäß nicht von der Ausnahmegenehmigung umfasst.

Im Einzelnen:

### **3.1.1 LNG-Anlage**

(1) Unter dem Begriff LNG-Anlage ist gemäß § 3 Nr. 26 EnWG eine Kopfstation zur Verflüssigung von Erdgas oder zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas zu verstehen; darin eingeschlossen sind Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich sind, jedoch nicht die zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Kopfstationen.

Die Definition des § 3 Nr. 26 EnWG ist wortgleich zur Begriffsbestimmung in Art. 2 Nr. 11 Richtlinie 2009/73/EG.

LNG steht für „liquefied natural gas“, also verflüssigtes Erdgas (§ 3 Nr. 19a EnWG), dessen Aggregatzustand in der LNG-Anlage verändert wird, indem entweder eine Verflüssigung durch Abkühlungseinrichtungen erfolgt oder eine Wiederverdampfung über Wärmestationen stattfindet (vgl. Schex, in: Kment, EnWG, 2. Auflage 2019, § 3 Nr. 71).

(2) Die von der Antragstellerin geplante Anlage in Brunsbüttel erfüllt die vorgenannten Anforderungen. Sie stellt eine Kopfstation zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas und zur Einspeisung des (wieder) gasförmigen Erdgases in das Fernleitungsnetz dar. Die Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und anschließende Einspeisung in ein Fernleitungsnetz erforderlich ist, sind insoweit per definitionem Bestandteil der LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG.

(3) Soweit die Antragstellerin darüber hinaus vorträgt, dass aus ihrer Sicht insbesondere auch Dienstleistungen mit dem Ziel der Wiederverdampfung und Überspeisung an lokale Industriekunden der Regelung des § 3 Nr. 26 EnWG unterfallen würden, erscheint dies fraglich. Der Wortlaut des § 3 Nr. 26 EnWG spricht eindeutig von der Einspeisung in ein Fernleitungsnetz und gerade nicht von der Einspeisung in eine Kundenanlage oder von der direkten Überspeisung an lokale

Industriekunden. Ob auch solche von der Definition des § 3 Nr. 26 EnWG erfasst wären, kann hier aber letztlich dahinstehen, da die Antragstellerin der Beschlusskammer jedenfalls keinen konkreten Anwendungsfall vorgetragen hat, sondern lediglich ihre rechtlichen Erwägungen zu dieser Konstellation ausführt. Sollte ein Anwendungsfall im Verlauf der Ausnahmeentscheidungsdauer konkret werden, geht die Beschlusskammer nach den Nebenbestimmungen dieser Entscheidung (Tenor zu 10.) davon aus, dass die Antragstellerin ihr dies mitteilt, damit die Beschlusskammer diesen hinsichtlich der erteilten Ausnahmeentscheidung bewerten kann.

(4) Nicht gegen die Einordnung als LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG spricht vorliegend, wenn die Antragstellerin erklärt, dass Anlagenteile für verschiedene der oben genannten Dienstleistungen genutzt werden sollen. Sie führt aus, dass zur Nutzung der Dienste zur Weiterverteilung von LNG der Anleger und der Speichertank sowohl für Basis- als auch „Dispatch“-Dienstleistungen dienen, für die Nutzung von „Dispatch“-Diensten gebe es keinen gesonderten Speicherbereich (vgl. Schreiben der Antragstellerin vom 20.03.2019).

Aus dem Wortlaut von § 3 Nr. 26 EnWG folgt insoweit unmittelbar, dass die Anlage durchaus für verschiedene Speicherfunktionen genutzt werden kann. Maßgeblich ist für die jeweilige rechtliche Einordnung dabei der Zweck der Speicherung. Dies gilt gemäß § 3 Nr. 26 EnWG ausdrücklich zunächst in Abgrenzung zur in § 3 Nr. 31 EnWG definierten Speicheranlage. Danach unterfallen zu Speicherzwecken genutzte Teile der LNG-Kopfstation einer Speicheranlage gemäß § 3 Nr. 31 EnWG und nicht einer LNG-Anlage nach § 3 Nr. 26 EnWG. Des Weiteren lässt sich über den Zweck auch eine Abgrenzung zu ggf. nicht dem EnWG unterfallenden Speicherfunktionen bzw. Diensten vornehmen.

Maßgeblich ist bei verschiedenen Speicherzwecken innerhalb desselben Tanks, dass eine Abgrenzbarkeit der verschiedenen Nutzungen des Speichertanks gegeben ist, um eine Einordnung etwa zur LNG-Anlage, Speicheranlage oder auch zum Small Scale-/Large Scale-Bereich zu ermöglichen.

(5) Im Laufe des Verfahrens war insoweit zunächst unklar, ob im Rahmen der geplanten Anlage auch Dienstleistungen von der Antragstellerin vorgesehen würden, die einer Speicheranlage im Sinne von § 3 Nr. 31 EnWG unterfallen würden. Hier hat die Antragstellerin jedoch zur Überzeugung der Beschlusskammer dargelegt, dass dies nicht der Fall ist (vgl. u. a. Schreiben der Antragstellerin vom 20.03.2019, S. 18 ff). Die von der Antragstellerin vorgesehenen Dienstleistungen und zugehörigen Speicherzwecke sind vielmehr entweder, wie vorstehend dargelegt, dem Begriff der LNG-Anlage zuzuordnen oder unterfallen als sogenannte „Dispatch“-Dienstleistungen, wie im folgenden Abschnitt erläutert, nicht der Regulierung.

### 3.1.2 Abgrenzung Large Scale- und Small Scale-Bereich

Eine Speicherung von LNG zum Zwecke der Weiterverteilung in flüssiger Form in den Large Scale- bzw. Small Scale-Bereich unterfällt nicht der Regulierung und ist demgemäß nicht von der Ausnahmegenehmigung umfasst. Diesem Ergebnis liegen die folgenden Erwägungen zugrunde.

(1) Die Nutzungsmöglichkeiten für LNG gestalten sich vielfältig. Neben der Wiederverdampfung und der anschließenden Einspeisung in das Fernleitungsnetz kann das verflüssigte Erdgas auch für Anwendungen im Mobilitätsbereich genutzt werden. So spielt LNG im Schwerlastverkehr eine zunehmend wichtige Rolle als Treibstoff und kommt auch als Kraftstoff im Schiffsverkehr zum Einsatz. Wird das LNG als Endprodukt bei Endverbraucheranwendungen oder auch industriellen Anwendungen direkt, d. h. in flüssiger Form, genutzt, wird dieses Einsatzspektrum auch als Large Scale- und/oder Small Scale-Bereich bezeichnet.

(2) Auch die Antragstellerin sieht in der von ihr geplanten kombinierten Import- und Flüssigerdgasanlage vor, solche Dienstleistungen anzubieten, die sogenannten „Dispatch“-Dienstleistungen. Sie führt dazu aus, dass Kunden eine Basisdienstleistung der LNG-Anlage und optional auch „Dispatch“-Dienstleistungen buchen können (vgl. Anlage 2 des Schreibens der Antragstellerin vom 20.03.2019), bei denen z. B. große oder kleinere LNG-Schiffe oder Tankkraftwagen mit LNG für die Weiterverteilung beladen werden. Soweit dafür eine Speicherung des in den Tank geleiteten LNG erforderlich ist, erfolgt diese temporäre Zwischenspeicherung zum Zwecke der Weiterverteilung etwa mittels Tankkraftwagen oder Schiffen (vgl. Schreiben der Antragstellerin vom 20.03.20219, S. 19f).

(3) Jene Speicherung zum Zwecke der Weiterverteilung des verflüssigten Erdgases in den Large Scale- oder Small Scale-Bereich stellt keine den Regulierungsvorgaben des EnWG unterfallende Speicherung dar. Denn solche Speichertanks im Large Scale- bzw. Small Scale-Bereich, die über keine Verbindung zu einer regulierten LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG oder einem sonstigen Gasversorgungsnetz i. S. d. § 3 Nr. 20 EnWG verfügen, unterliegen bereits mangels Leitungsgebundenheit per se nicht der Regulierung nach dem EnWG. Bei einer, wie hier geplanten, integrierten Nutzung des Speichers einer LNG-Anlage nach § 3 Nr. 26 EnWG ggf. auch für Large Scale- bzw. Small Scale-Angebote ist die Leitungsgebundenheit und damit der eröffnete Anwendungsbereich des EnWG demgegenüber zwar zunächst zu bejahen (vgl. § 1 Abs. 1 EnWG, Zweck des Gesetzes). Jedoch kann eine Anwendung der Regulierungsvorgaben des EnWG auch auf diese an ein Gasversorgungsnetz angeschlossenen Speicher für den Large Scale- oder Small Scale-Bereich anhand des Zweckes der Speicherung letztlich verneint werden.

(4) Dafür spricht der Wortlaut des § 3 Nr. 26 und Nr. 31 EnWG, der zur Abgrenzung einer LNG-Anlage von einer Speicheranlage ausdrücklich auf den Speicherzweck abstellt. Ist die vorübergehende Speicherung zur Wiederverdampfung für die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich, handelt es sich um eine Speicherung gemäß der LNG-Anlage des § 3

Nr. 26 EnWG. Dient der Speicher allein „Speicherzwecken“ (die gesetzliche Formulierung, den Speicherzweck, aufgreifend: z. B. Hellermann, in: Britz/Hellermann/Hermes: Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015, § 3 Rn. 52), ist er als regulierte Speicheranlage i. S. d. § 3 Nr. 31 EnWG einzustufen. Dient die (Zwischen)Speicherung des LNG, wie hier, der Weiterverteilung mittels Schiffen, Tankkraftwagen oder anderem, ist der Large Scale- bzw. Small Scale-Bereich weder als regulierte LNG-Anlage nach § 3 Nr. 26 EnWG, noch als regulierte Speicheranlage i. S. d. § 3 Nr. 31 EnWG einzuordnen. Der Large Scale- bzw. Small Scale-Bereich unterliegt mangels gesetzlicher Regelung demnach nicht der Regulierung nach dem EnWG.

(5) Dafür sprechen auch systematische Erwägungen, da auf diese Weise ein klar abgrenzbarer Anwendungsbereich für und zu den in § 3 Nr. 26 und Nr. 31 EnWG genannten Speichern besteht und Wertungswidersprüche vermieden werden.

(6) Andere Anhaltspunkte aufgrund einer historischen und teleologischen Auslegung lassen sich hier gleichermaßen nicht erkennen. Sinn und Zweck des EnWG sprechen vielmehr ebenfalls für eine Unterscheidung anhand des Zweckes der Speicherung. Sinn und Zweck des EnWG ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas. Eine Speicherung von LNG zur Weiterverteilung im Large Scale- und Small Scale-Bereich mittels Tankkraftwagen, Kesselwagen oder Schiff dient jedoch gerade nicht der leitungsgebundenen Versorgung, sondern einem nicht leitungsgebundenen Verbringen von LNG durch die vorgenannten Transportmittel.

(7) Für dieses Verständnis spricht auch der Gedanke der gleichmäßigen Gesetzesanwendung (Gleichbehandlungsgrundsatz). Denn es ist nicht ersichtlich, warum hier die identische Nutzung (Speicherung für den Large Scale- bzw. Small Scale-Bereich), die bei Speichertanks, die nicht über eine Verbindung zu einer regulierten LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG oder einem sonstigen Gasversorgungsnetz i. S. d. § 3 Nr. 20 EnWG verfügen, wegen fehlender Leitungsgebundenheit des Speichertanks von vornherein klar als nicht regulierungsrelevant eingeordnet werden kann, nur aufgrund der kombinierten/intergierten Nutzung des Speichers einer LNG-Anlage hier der Regulierung unterfallen sollte. Auch in diesem Fall dient die Speicherung weiterhin nicht dem Zweck der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas, sondern der Weiterverteilung von LNG mittels Schiffen, Tankkraftwagen etc.

(8) Etwas Anderes lässt sich auch nicht aus der mit § 3 Nr. 26 EnWG wortgleichen europarechtlichen Regelung des Art. 2 Nr. 11 Richtlinie 2009/73/EG erkennen.

(9) Schließlich könnten allenfalls noch Abgrenzungsschwierigkeiten von dann regulierten und nicht regulierten Dienstleistungen im Sinne der Gefahr von Quersubventionierungen gegen ein solches Verständnis sprechen, da hiervon nachteilige Auswirkungen auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Gas ausgehen könnten. Hierzu hat die Antragstellerin jedoch zum einen glaubhaft vorgetragen, dass die Entladekapazität der geplanten Anlage größer als die

Durchsatzkapazität in Höhe von 8 Mrd. m<sup>3</sup>/a ist. Die sogenannten „Dispatch“-Dienstleistungen werden daher zusätzlich zu der für die Wiederverdampfungskapazität maßgeblichen Durchsatzkapazität angeboten (vgl. Schreiben der Antragstellerin vom 20.03.2019, S. 20). Des Weiteren sieht sie für die Nutzung regulierter und nicht-regulierter Dienstleistungen auch eine getrennte Buchhaltung vor (vgl. Schreiben der Antragstellerin vom 20.03.2019, S. 21). Das Vorliegen der vorbeschriebenen Gefahr einer Quersubventionierung ist hier daher nicht zu erkennen.

(10) Nach alledem unterfallen LNG-Nutzungen im Large Scale- bzw. Small Scale-Bereich nicht der Regulierung durch das EnWG. Diese Auffassung wurde von der Europäischen Kommission bestätigt, soweit die unter Ziffer (9) genannte technische und finanzielle Trennung der Tätigkeiten sichergestellt ist (vgl. Beschluss vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 43)

### **3.2 Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit**

Gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG müssen durch die Investition der Wettbewerb bei der Gasversorgung und die Versorgungssicherheit verbessert werden. Außerdem darf sich gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG die Ausnahmegenehmigung nicht nachteilig auf den Wettbewerb auswirken. Die Analyse zu Letzterem erfolgt in Abschnitt 3.7.

Alle Voraussetzungen sind von der Antragstellerin zur Überzeugung der Beschlusskammer mit dem von ihr vorgelegten Gutachten von Frontier Economics zur „Ökonomischen Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal“ vom 10.08.2018 nachgewiesen und durch eigene Berechnungen bestätigt worden. Die Versorgungssicherheits- und Wettbewerbsanalysen im Rahmen dieses Gutachtens beschränken sich auf die Einspeisung von Erdgas in das Erdgasnetz. Im Gutachten wird der Zeitraum 2023 bis 2030 betrachtet. Der Beginn des Betrachtungszeitraumes wird durch das erste vollständige Kalenderjahr nach der ursprünglich geplanten Inbetriebnahme der LNG-Anlage im Jahr 2022 bestimmt. Das Jahr 2030 als letztes Jahr des Betrachtungszeitraumes ergibt sich aus den zur Verfügung stehenden Informationen, anhand derer eine Prognose mit ausreichender Güte möglich ist. Der Gutachter stützt seine Prognose im Wesentlichen auf die zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung verfügbaren Netzentwicklungspläne der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungsplan, NEP) sowie des europäischen Verbands der Fernleitungsnetzbetreiber (Ten-Year Network Development Plan 2017, TYNDP 2017) und kommt zu dem Schluss, dass eine Betrachtung des Zeitraums 2023 bis 2030 die höchste Aussagekraft liefere. Den gesamten Zeitraum der Ausnahmegenehmigung zu betrachten, wäre mit zu hohen Unsicherheiten behaftet (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal, S. 29). Die Beschlusskammer teilt diese Einschätzung. Seit der Erstellung des Gutachtens sind zwar bereits knapp zwei Jahre vergangen, sodass neuere Informationen verfügbar sind (beispielsweise der NEP 2018-2028 und der TYNDP 2018), die für die Erstellung dieses Beschlusses ausgewertet wurden. Im Rahmen der von der Beschlusskammer durchgeführten Marktanalyse wurde berücksichtigt, dass sich durch den Marktgebietszusammenschluss in Frankreich zwischenzeitlich die

Notwendigkeit ergeben hat, den geographisch relevanten Markt neu zu definieren und die darauf basierende Wettbewerbsanalyse neu zu erstellen. Bezüglich der grundsätzlichen Erwägungen des zu betrachtenden Zeitraums hat sich dadurch aber keine Änderung ergeben. Die von der Beschlusskammer durchgeführte Wettbewerbsanalyse bestätigt die Ergebnisse des Frontier-Gutachtens.

Hinsichtlich der Verbesserung des Wettbewerbs ist auf das Investitionsprojekt unter den Rahmenbedingungen der Ausnahmegenehmigung abzustellen (siehe folgenden Abschnitt 3.2.1). Die LNG-Anlage in Brunsbüttel verbessert zudem die Versorgungssicherheit. Erstens können durch sie neue Gasquellen weltweit erschlossen werden. Zweitens schafft sie durch eine Vielzahl neuer Transportrouten Redundanzen zu den bestehenden Importwegen. Nicht zuletzt erhöht sie die Flexibilität bei der Gasversorgung durch die Vielzahl an Transportrouten zu unterschiedlichsten Gasquellen weltweit. Die Antragstellerin hat diesen Befund mit verschiedenen vergleichenden und quantitativen Analysen der Versorgungssicherheit mit und ohne die entsprechende LNG-Anlage (sogenanntes kontrafaktisches Szenario) bestätigt (siehe folgenden Abschnitt 3.2.2).

### **3.2.1 Verbesserung des Wettbewerbs bei der Gasversorgung**

Die LNG-Anlage in Brunsbüttel verbessert den Wettbewerb bei der Gasversorgung. Dies belegt das von der Antragstellerin vorgelegte Gutachten von Frontier Economics, in dem die betroffenen Märkte, die erwarteten Marktentwicklungen und Wettbewerbseffekte eingehend untersucht werden.

#### **3.2.1.1 Allgemeine Grundsätze**

(1) Voraussetzung für eine Ausnahme von der Regulierung ist, dass der Wettbewerb bei der Gasversorgung verbessert wird. Was hiermit gemeint ist, ergibt sich weder aus der Gesetzgebungsgeschichte des EnWG noch aus der insofern wörtlich umgesetzten Bestimmung von Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG (ehemals Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG) und muss deshalb auf der Grundlage systematischer und europarechtskonformer Auslegung einer praktischen Anwendung zugeführt werden.

(2) Weder die Richtlinie 2009/73/EG noch § 28a EnWG stellen entgegen der sonst üblichen Terminologie auf den „relevanten Markt“ oder einen in anderer Weise spezifizierten Markt ab, obwohl die Richtlinie 2009/73/EG sich in anderen Normen auf näher spezifizierte Märkte bezieht. Ebenso wenig ist spezifiziert, wann der Wettbewerb auf einem bestimmten Markt verbessert wird.

(3) Die Europäische Kommission geht in ihrem Vermerk zur Anwendung von Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG (vgl. Commission staff working document on Article 22 of Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and Article 7 of Regulation (EC) No. 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity –

New Infrastructure Exemptions, vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final) davon aus, dass das Kriterium einer Verbesserung des Wettbewerbs in Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG ein Kriterium *sui generis* darstellt, wenn auch die Prinzipien des allgemeinen Kartellrechts zu berücksichtigen („*to have regard to*“, a. a. O., Tz. 31) und entsprechende Analysetechniken anzuwenden sind („*should apply analytical techniques that are consistent with those applied in competition cases at national and European level*“, a. a. O., Tz. 36). Hierbei soll nicht jeder negative Effekt für die Ausnahme schädlich sein, sondern positive und negative Effekte müssen gegeneinander abgewogen und ausgeglichen werden:

*“The enhancement-of-competition test in these provisions is a sui generis test. However, in the application of the test it is relevant to have regard to the principles developed under Articles 81 EC and 82 EC and the EC Merger Regulation. This implies that likely negative effects and likely positive effects must be assessed and balanced.”* (a. a. O., Tz. 31)

Für die Beurteilung der Frage, ob eine Verbesserung des Wettbewerbs vorliegt, kommt es daher nicht zwingend darauf an, ob in einem der zu betrachtenden relevanten Märkte lediglich ein neutraler Effekt oder sogar eine Verschlechterung eintritt. Maßgeblich ist vielmehr eine Abwägung der möglichen negativen und der möglichen positiven Effekte.

(4) Nach dem Wortlaut des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG kommt es darauf an, ob der Wettbewerb durch „die Investition ... verbessert“ wird. Demgegenüber ist nach § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG erforderlich, dass „die Ausnahme sich nicht nachteilig“ auf den Wettbewerb auswirken darf. Dem liegt einerseits ein unterschiedlich strenger Maßstab (Verbesserung bzw. fehlende Nachteilhaftigkeit) zugrunde, andererseits ein anderes Bezugsobjekt (Investition bzw. Ausnahme).

Nach Auffassung der Beschlusskammer bezeichnet der Begriff „die Investition“ das dem Ausnahmeantrag zugrundeliegende Investitionsprojekt. Um feststellen zu können, ob die Investition den Wettbewerb verbessert, bedarf es eines Vergleichsszenarios (kontrafaktisches Szenario), dass im Fall des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG nur eine Situation ohne die Investition sein kann.

Hinsichtlich des Kriteriums nach § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG ist die Situation mit einem Investitionsprojekt mit erteilter Ausnahmegenehmigung zu vergleichen mit einer Wettbewerbssituation, die vorherrschen würde, wenn die Ausnahmegenehmigung nicht erteilt würde. Da die Ausnahme nur dann erteilt werden darf, wenn die Investition ohne die Ausnahme nicht getätigt würde (§ 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG), ist ein Szenario, in dem die LNG-Anlage errichtet wird, aber der Regulierung unterliegt, kein relevantes Vergleichsszenario. Insofern ist auch im Fall des § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG das Vergleichsszenario eine Situation ohne Investitionsprojekt.

Zu vergleichen sind demnach bei beiden Tatbestandsmerkmalen die Wettbewerbsverhältnisse ohne die neue Infrastruktur mit denen bei Bau des ausgenommenen Investitionsprojektes. Der Unterschied ist neben dem Maßstab (Verbesserung/ fehlende Verschlechterung), dass bei § 28a

Abs. 1 Nr. 1 EnWG auf die Infrastruktur in der Form des Ausnahmeantrags abgestellt wird, bei § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG hingegen auf die Ausnahme selbst.

(5) Die Definition des relevanten Marktes ist ein analytisches Hilfsmittel, welches systematisiert bis zu welchen Grenzen Unternehmen (sowohl hinsichtlich der Produkte als auch in geographischer Hinsicht) miteinander im Wettbewerb stehen. Es sind jene Märkte zu betrachten, auf die die antragsgegenständliche Infrastruktur wahrscheinlich eine wesentliche Auswirkung hat, wobei untersucht wird, *„welche konkurrierenden Unternehmen tatsächlich in der Lage sind, dem Verhalten der beteiligten Unternehmen Schranken zu setzen und sie daran zu hindern, sich einem wirksamen Wettbewerbsdruck zu entziehen“* (vgl. Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, 97/C 372/03 vom 9. Dezember 1997, Rn. 2). Die Betrachtung erfolgt dabei entsprechend allgemeiner wettbewerbsrechtlicher Grundsätze in sachlicher und räumlicher Hinsicht nach dem Bedarfsmarktkonzept. Dazu werden die sachlich und räumlich relevanten Märkte identifiziert, auf die sich die geplante Investition auswirken könnte.

*„Der sachlich relevante Produktmarkt umfasst sämtliche Erzeugnisse und/oder Dienstleistungen, die von den Verbrauchern hinsichtlich ihrer Eigenschaften, Preise und ihres vorgesehenen Verwendungszwecks als austauschbar oder substituierbar angesehen werden.“* (vgl. Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, 97/C 372/03 vom 9. Dezember 1997, Rn. 7).

*„Der geographisch relevante Markt umfasst das Gebiet, in dem die beteiligten Unternehmen die relevanten Produkte oder Dienstleistungen anbieten, in dem die Wettbewerbsbedingungen hinreichend homogen sind und das sich von benachbarten Gebieten durch spürbar unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen unterscheidet.“* (vgl. a. a. O., Rn. 8).

Die Bereitstellung von Infrastruktur zum Import von LNG betrifft vor allem den Markt, dem der Import von LNG und dessen Umwandlung in Erdgas, zuzurechnen wäre. Der relevante Markt ist abzugrenzen als das Erdgasaufkommen – bestehend aus Importen von leitungsgebundenem Erdgas und LNG sowie einheimischer Produktion – in Nordwesteuropa (Deutschland, Benelux-Länder, Dänemark, Vereinigtes Königreich und Frankreich).

### **3.2.1.2 Relevanter Produktmarkt**

Der relevante Produktmarkt wird aufgrund des Konzepts der Substituier- oder Ersetzbarkeit abgegrenzt. Dabei werden Produkte ermittelt, die in vernünftiger Weise die betroffenen Produkte ersetzen können. Zwei Produkte sollten demnach nur dann demselben Markt zugerechnet werden, wenn sie in einem ausreichenden Maße gegenseitig substituierbar sind. Der Wechsel von



einem auf das andere Produkt sollte innerhalb einer relativ kurzen Zeitspanne und ohne signifikante Kosten möglich sein (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal, S. 32).

An der LNG-Anlage in Brunsbüttel wird LNG zum Hauptzweck der Regasifizierung und anschließenden Einspeisung in das vorhandene Leitungssystem importiert. Das regasifizierte LNG muss, um eingespeist werden zu können, die vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs e. V. vorgegebenen Qualitätsanforderungen an die Gasbeschaffenheit erfüllen und ist damit hinsichtlich der Produkteigenschaften nicht von anderem Erdgas zu unterscheiden, welches im gleichen Leitungssystem transportiert wird. LNG kann somit vollständig durch beispielsweise über Leitungen importiertes Erdgas substituiert werden und umgekehrt. Auch die Europäische Kommission sieht einen direkten Wettbewerb zwischen LNG und leitungsgebundenem Erdgas. So heißt es wörtlich:

*“The Commission found that, in countries where import infrastructures for LNG are present, LNG would constitute a direct competitive constraint to gas imported via pipelines.”*, vgl. COMP/M.6477 BP/Chevron/ENI/Sonangol/Total/JV, of 16 May 2012, Paragraph 18 mit Referenz zu COMP/M.4545 EQUINOR/HYDRO, of 3 May 2007).

Lokal produziertes Erdgas ist ebenfalls als Substitut zu nennen, so dass davon auszugehen ist, dass Händler im Großhandelsmarkt auf Preissignale reagieren und kurzfristig zwischen LNG, leitungsgebundenem Erdgas oder lokal produziertem Erdgas wechseln können.

Im Ergebnis ist also der relevante betroffene Produktmarkt als das handelbare Erdgasaufkommen zu identifizieren. Davon umfasst sind LNG, leitungsgebundene Erdgasimporte und die lokale Produktion. Als Marktakteure sind auf der Angebotsseite Erdgas- und LNG-Produzenten zu nennen, denen nachfrageseitig sowohl Importgesellschaften als auch kleinere Akteure, die direkt oder indirekt über Großhandelsmärkte von Produzenten abgesetzte Mengen erwerben, gegenüberstehen. Es ist durchaus möglich, dass Marktakteure sowohl angebotsseitig als auch nachfrageseitig aktiv sind.

### **3.2.1.3 Relevanter geographischer Markt**

Hinsichtlich der geographischen Abgrenzung eines Marktes ist die Frage zu erörtern, inwieweit Verbraucher oder Anbieter ihre jeweiligen Aktivitäten in ein anderes Gebiet verlagern würden, wenn entsprechende Preissignale dies rechtfertigten. In Analogie zur Abgrenzung des relevanten Produktmarktes sollte auch hier die Substitution innerhalb einer relativ kurzen Zeitspanne (maximal ein Jahr) und ohne signifikante Kosten möglich sein.

Im hier vorliegenden Fall liegt die geplante LNG-Anlage im GASPOOL-Marktgebiet, sodass der relevante Markt für die in Brunsbüttel importierten Gasmengen zunächst mindestens dieses Marktgebiet umfasst. Mit der Marktgebietszusammenlegung der Marktgebiete NCG und

GASPOOL, die gemäß § 21 Abs. 1 GasNZV bis spätestens zum 01.04.2022 erfolgen soll, von den Fernleitungsnetzbetreibern aber bereits zum 01.10.2021 angestrebt wird, erfolgt eine Erweiterung auf das gesamte Bundesgebiet. Ob Nachfrager bzw. Anbieter bei Preisveränderungen auf benachbarte Marktgebiete ausweichen, hängt (unter anderem) von den zwischen den infrage kommenden Marktgebieten nutzbaren Transportmöglichkeiten und der Frage ab, zu welchem Preis diese genutzt werden können. So ist beispielsweise die Belieferung eines Verbrauchers in Deutschland mit in den Niederlanden beschafften Gases nur dann lukrativ, wenn der in den Niederlanden zu zahlende Rohstoffpreis niedrig genug ist, um die zusätzlichen Transportkosten zu überkompensieren. Transportkosten sind europaweit reguliert und können auch bei sehr geringer Nachfrage nicht günstiger angeboten werden als durch die Regulierung vorgegeben. Bei einem Mangel an Transportkapazitäten sind jedoch Preisaufschläge auf den regulierten Tarif möglich. Demzufolge deutet ein Ausbleiben von solchen Preisaufschlägen darauf hin, dass kein Mangel an Transportkapazitäten existiert. Eine Auswertung der Beschlusskammer aller im Jahr 2019 durchgeführten gebündelten Kapazitätsauktionen auf der Auktionsplattform Prisma hat ergeben, dass lediglich bei 0,074% der Auktionen ein Preisaufschlag erfolgte. Demzufolge kann im Allgemeinen von einer ausreichenden Menge an Transportkapazitäten ausgegangen werden, was nicht bedeutet, dass in lokal begrenzten Bereichen ein Nachfrageüberschuss bestehen kann. Aus deutscher Sicht ist dies im südöstlichen Bereich Deutschlands gegeben. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass die Auswertung Rückschlüsse nur auf die Transportkapazitäten zwischen angrenzenden Marktgebieten zulässt und Transportrestriktionen über mehrere Marktgebiete hinweg nicht betrachtet werden. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass mit steigender Entfernung zum Ursprungsmarkt (hier GASPOOL bzw. ab Oktober 2021 Deutschland) auch die Transportrestriktionen zunehmen und Gas nicht ohne weiteres zwischen Deutschland und z. B. Portugal physisch bewegt werden kann.

Zusammenfassend ist also festzuhalten, dass für den Transport zwischen dem Marktgebiet, in das LNG importiert wird, und benachbarten Marktgebieten – mit Ausnahme des südöstlichen Bereichs Deutschlands – ausreichende Transportkapazitäten zur Verfügung stehen, und demzufolge der relevante geographische Markt weiter zu fassen ist, als das ursprüngliche Marktgebiet. Aufgrund erhöhter Transportrestriktionen bei steigender Entfernung zum Ursprungsmarkt ist Europa als relevanter geographischer Markt wiederum zu weit gefasst.

Als weiteres Kriterium zur Abgrenzung des relevanten geographischen Marktes ist die Preisintegration zwischen Märkten zu betrachten. Eine hohe Preisintegration bedeutet, dass sich Preise im Wesentlichen parallel verhalten und es auch keine signifikanten Preisdifferenzen gibt. Ökonomisch betrachtet ist dies ein starkes Indiz für integrierte Märkte: Offenbar substituieren hinreichend viele Marktteure Gas zwischen den Handelsplätzen, kaufen also Gas da, wo es am günstigsten ist (unabhängig von nationalen Grenzen) bzw. verkaufen da, wo der höchste Preis erzielt wird (unabhängig von nationalen Grenzen). Integrierte Preise zeigen, dass diese sogenannte Arbitrage

möglich ist und auch realisiert wird. Für wettbewerblich integrierte Märkte ist es dann gar nicht erforderlich, dass jeder Anbieter von und Nachfrager nach Gas hochflexibel zwischen Handelspunkten vermarktet. Solange es hinreichend viele Händler gibt, die so agieren können, gleichen sich die Preise an, sodass ein Akteur in einem nationalen Markt nicht unabhängig von der Wettbewerbssituation in den anderen benachbarten Ländern agieren kann (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal, S. 37f). Diesbezüglich kommt die „Quo vadis“-Studie im Auftrag der Kommission zur Schlussfolgerung, dass die Großhandelsmärkte von Dänemark, Belgien, dem Vereinigten Königreich, den Niederlanden und Deutschland eine einzige Preiszone bilden (vgl. EY/REKK, Quo vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe, Studie im Auftrag der Kommission, Februar 2018, S. 5). Eine weitere Studie zum Thema Preisintegration stammt vom Oxford Institute for Energy Studies (vgl. Oxford Institute for Energy Studies (OIES), European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration, May 2017). Im Jahr 2017 wurde für den Zeitraum bis 2016 eine sehr hohe Preisintegration bezüglich der Handelspunkte NCG, GASPOOL, Zeebrugge (Belgien) und PEG Nord (Frankreich) festgestellt (*„In North West Europe (TTF, NCG, Gaspool, ZEE, PEGN), price alignment and price level convergence continues to be strong: this region behaves as if it is a single-price area, i.e. a fully integrated trans-national market for gas.“*, a. a. O., S. 18). Gemäß der Studie ist auch der britische NBP meist sehr gut integriert, jedoch nicht, wenn der seltene Fall eintritt, dass physische Flüsse auf dem Interconnector nicht möglich sind (a. a. O., S. 19). Zum Zeitpunkt der Studie existierten in Frankreich noch zwei Marktgebiete, zwischen denen Netzengpässe bestanden. Infolgedessen waren zum Teil deutliche Preisunterschiede zwischen diesen Marktgebieten zu beobachten. Dies führte dazu, dass ausschließlich für das nördliche französische Marktgebiet eine hohe Preisintegration mit den anderen betrachteten nordwesteuropäischen Marktgebieten festgestellt werden konnte. Seit dem 01. November 2018 gibt es in Frankreich nur noch ein Marktgebiet und demzufolge auch nur noch einen Handelspunkt (PEG). Vor dem Zusammenschluss der beiden Marktgebiete haben die französischen Netzbetreiber neue Leitungen verlegt, um die Engpässe zu beheben. Insgesamt konnten die Transportkapazitäten von Nord nach Süd so um 42% gesteigert werden (vgl. Energate-messenger, Frankreich legt Marktgebiete zusammen, 05.11.2018). Eine Kurzauswertung der Beschlusskammer zur Preisintegration zwischen dem Handelspunkt des Marktgebietes NCG und dem Handelspunkt PEG hat ergeben, dass Letzterer als zugehörig zur oben genannten Gruppe der Handelspunkte mit sehr hoher Preisintegration angesehen werden kann.

Aus Sicht der Beschlusskammer umfasst der relevante geographische Markt insofern die Region Nordwesteuropa mit den Ländern Deutschland, Benelux-Länder, Dänemark, Vereinigtes Königreich und Frankreich. Unterstützt wird diese Sichtweise von Marktakteuren, die von der Kommission im Rahmen der Gazprom/Wintershall/Target Companies (COMP/M6910) Fusionskontrolle

befragt wurden und insbesondere Deutschland, Belgien, die Niederlande und das Vereinigte Königreich als Mitgliedstaaten identifizierten, die einem regionalen Markt zuzurechnen seien (vgl. Gazprom/Wintershall/Target Companies (COMP/M6910), Rn. 88 bis 90).

Die oben beschriebene Marktintegration in Nordwesteuropa wird nach Ansicht der Beschlusskammer weiter voranschreiten, da gemäß der Richtlinie 2009/73/EG nach wie vor die Vollendung des Erdgasbinnenmarktes angestrebt wird. Insbesondere im hier betrachteten Zeitraum der Ausnahmegenehmigung ist nicht zu erwarten, dass eine gegenläufige Entwicklung einsetzt.

#### **3.2.1.4 Zusammenfassung**

Bezogen auf die oben vorgenommene Marktabgrenzung stellt die Beschlusskammer fest, dass durch die Investition der Wettbewerb verbessert wird. Denn solange eine Investition in physische Infrastruktur den Zugang zu zusätzlichen Gasquellen oder Gasmengen ermöglicht, ist sie per se wettbewerbsfördernd. Es werden physische Importkapazitäten bereitgestellt, welche es ohne die neue Infrastruktur nicht gäbe. Darüber kann Erdgas importiert werden. Auch ohne den konkreten Import würde sich der Wettbewerb bereits aufgrund des vorhandenen Potenzials zusätzlicher Importe erhöhen (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal, S. 35). Mögliche negative Wettbewerbseffekte, die aus der Existenz der LNG-Anlage resultierten und mit diesem positiven Effekt abzuwägen wären, sieht die Beschlusskammer nicht. Dieses Ergebnis hat die Europäische Kommission im Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 72 f.) bestätigt. Potenziell negative Wettbewerbseffekte, welche sich aus der Nutzung der neuen Infrastruktur bei Erteilung der Ausnahme ergeben, werden in Abschnitt 3.7 betrachtet.

#### **3.2.2 Verbesserung der Versorgungssicherheit durch die LNG-Anlage**

Die LNG-Anlage Brunsbüttel führt in mehrfacher Hinsicht zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union i. S. d. § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG.

Nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG kann eine Ausnahme nur erteilt werden, wenn die Investition die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung verbessert. Zu betrachten war daher, ob sich die Versorgungssicherheit durch die Integration der LNG-Anlage Brunsbüttel gegenüber dem status quo (kontrafaktisches Szenario) verbessert. Auch wenn weder die Vorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG, noch die gleichlautende Regelung in Art. 36 Abs. 1 a) der Richtlinie 2009/73/EG hierzu eine Aussage treffen, sind in geografischer Hinsicht sowohl die Auswirkungen auf Deutschland, als auch auf die Europäische Union, hier vor allem den maßgeblichen nordwesteuropäischen Markt (vgl. Abschnitt 3.2.1.3) zu betrachten. Dies ist damit zu begründen, dass es sich letztlich um eine europarechtlich vorgegebene Regelung zum europäischen Binnenmarkt handelt.

Die LNG-Anlage Brunsbüttel diversifiziert die Gasversorgung, indem sie neue Quellen erschließt (siehe Abschnitt 3.2.2.2) und neue Transportrouten (siehe Abschnitt 3.2.2.3) eröffnet. Die zusätzliche Kapazität stärkt die Belastbarkeit (siehe Abschnitt 3.2.2.4) der Gasversorgung in Deutschland und der Europäischen Union. Zudem erhöht sich die Flexibilität der Gasversorgung (siehe Abschnitt 3.2.2.5), da eine Vielzahl neuer Gasquellen erschlossen werden können und neue Marktteilnehmer auch während der Dauer der Ausnahme Zugang zu der LNG-Anlage haben (siehe Abschnitt 3.2.2.6). Die LNG-Anlage Brunsbüttel ermöglicht zudem den Import zusätzlicher Gasmengen angesichts eines prognostizierten leicht steigenden Importbedarfs (siehe Abschnitt 3.2.2.7).

### **3.2.2.1 Begriff der Versorgungssicherheit**

(1) Der Begriff der Versorgungssicherheit in § 28b Abs. 1 Nr. 2 EnWG entspricht dem in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Gesetzeszweck einer „sicheren Versorgung“. Eine einheitliche Definition hat sich bislang weder auf nationaler noch auf internationaler Ebene durchgesetzt (vgl. insgesamt Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht Kommentar, 103. Ergänzungslieferung Oktober 2019, § 1, Rn. 17). Der Begriff der Versorgungssicherheit ist im Lichte des Art. 194 Abs. 1 b) AEUV zu lesen. Danach ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit als eines der vier Ziele der Energiepolitik der Europäischen Union auf ausreichende und zuverlässige Befriedigung der Nachfrage an Energie gerichtet (vgl. Hammer, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Europäisches Unionsrecht, 7. Auflage 2015, AEUV, Art. 194, Rn. 15). Letztlich spielen bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit die Fragen, ob die Gasversorgungsinfrastruktur die Nachfrage nach Erdgas auch in einer Krisensituation oder bei besonders hoher Nachfrage (Spitzenlast) decken kann und ob eine hinreichende Infrastruktur zur Deckung der Nachfrage nach Erdgas zur Verfügung steht, eine Rolle. Dementsprechend fließen in die Bestimmung und die Bewertung der Versorgungssicherheit Aspekte ein, die etwa auch § 51 Abs. 2 EnWG für das entsprechende Monitoring der Versorgungssicherheit spezifiziert: Dazu gehören u. a. das Verhältnis von Angebot und Nachfrage auf dem relevanten Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung, die Situation bei Nachfragespitzen oder bei Ausfällen von Versorgern.

(2) In räumlicher Hinsicht ist der deutsche und europäische Gasmarkt und deren prognostizierte Entwicklung in den nächsten Jahren zu betrachten. Die Antragstellerin hat im Rahmen ihrer quantitativen Analysen nachvollziehbar auf Deutschland abgestellt, da die Versorgungssicherheitswirkung einer Infrastruktur oft lokal am relevantesten sein wird. Da die prognostizierten Entwicklungen in Nordwesteuropa ähnlich sind, dürften sich insoweit keine großen Abweichungen ergeben. Zudem ist zu berücksichtigen, dass sich eine Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland immer auch positiv auf die Versorgungssicherheit der Europäischen Union, insbesondere der angrenzenden Länder Nordwesteuropas, auswirkt. Die Bundesrepublik Deutschland

ist durch die zentrale Lage innerhalb des europäischen Gastransportsystems und zahlreiche Verbindungen auf Fernleitungsebene über entsprechende Grenzübergangspunkte mit anderen Mitgliedstaaten als Transitland von wesentlicher Bedeutung für die Versorgungssicherheit innerhalb der Europäischen Union. Die LNG-Anlage Brunsbüttel wird nach den Planungen der Antragstellerin an das deutsche und damit auch europäische Fernleitungssystem angeschlossen sein. Eine durch den Zubau der LNG-Anlage verbesserte Versorgungslage in Deutschland kann es somit erleichtern, in einem Krisenfall Mengen in andere Mitgliedstaaten zu liefern.

(3) Hinsichtlich des Zeitraums hat die Antragstellerin in ihren quantitativen Analysen in zulässiger Weise auf den Zeitraum bis 2029 angestellt. Zwar geht die Dauer der Ausnahme von 25 Jahren über diesen Zeitraum hinaus. Aufgrund der mit zunehmendem Ausblick in die Zukunft wachsenden Prognoseunsicherheiten und der fehlenden Verfügbarkeit an belastbaren Daten ist eine zeitliche Beschränkung auf den Zeitraum bis 2030 jedoch angemessen und ausreichend, um beurteilen zu können, ob die LNG-Anlage einen Beitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit leistet.

(4) Eine Verbesserung der Versorgungssicherheit liegt nach dem Auslegungsvermerk der Dienststellen der Europäischen Kommission zu Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG (Vorgängervorschrift des Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG) bei jeder Diversifizierung der Versorgungsquellen vor, insbesondere bei der Erschließung einer neuen Quelle oder eines neuen Weges zu den relevanten Märkten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions, vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 25.1). Dementsprechend hat die Regulierungsbehörde im Freistellungsverfahren nach Art. 36 Abs. 8 S. 4 e) der Richtlinie 2009/73/EG gegenüber der Europäischen Kommission Angaben dazu zu machen, welchen Beitrag die Infrastruktur zur Diversifizierung der Gasversorgung leistet. Diesen Vorgaben folgend, hat die Europäische Kommission in mehreren Stellungnahmen zu Freistellungsverfahren ausgeführt, dass eine Verbesserung der Versorgungssicherheit vorliegt, wenn durch eine Investition eine neue Route zum relevanten Markt geschaffen wird oder neue vorgelagerte Gasquellen an den Markt angebunden werden (vgl. Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 08.02.2008 zur Nabucco-Pipeline, CAB D(2008)/142, Rn. 41 ff.; vgl. für eine Diversifikation der Routen: Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 22.05.2008 zur Poseidon-Pipeline, SG-Greffe (2007) D/203046, S. 2 und für eine Diversifikation der Gasquellen durch eine LNG-Anlage: Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 08.12.2020 zur LNG-Anlage South Hook, C(2020) 8948 final, Rn. 35 f.; Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 25.11.2020 zur LNG-Anlage Alexandroupolis, C(2020) 8377 final, Rn. 28; Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 04.06.2013 zur LNG-Anlage Isle of Grain, C(2013) 3443 final, Rn. 29). Maßgebliche Gesichtspunkte, unter denen die Versorgungssicherheit gesteigert wird, sind damit einerseits eine Diversifikation der Bezugsquellen, andererseits aber auch die Schaffung von Redundanzen durch zusätzliche Transportmöglichkeiten (vgl. auch Däuper, in: Danner/Theobald, Energierecht, 103. Ergänzungslieferung

Oktober 2019, § 28a EnWG, Rn. 9; Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015, § 28a EnWG, Rn. 6).

In Bezug auf LNG-Anlagen heißt es im Auslegungsvermerk der Europäischen Kommission, dass eine umso größere Verbesserung der Versorgungssicherheit anzunehmen ist, umso mehr Flexibilität bei der Versorgung mit zusätzlichen Mengen die Infrastruktur in einem Notfall liefern kann. Aus diesem Grund könnten beispielsweise LNG-Anlagen durch die größere Auswahl an verschiedenen Gasquellen weltweit unter Umständen einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26).

Die Kommission unterstreicht zudem, dass effektive Mechanismen gegen das Horten von Kapazitäten oder eine Reservierung eines Teils der Kapazitäten für eine kurzfristige Vermarktung die Flexibilität bei der Gasversorgung mit zusätzlichen Mengen in einem Notfall erhöhen kann und damit die Versorgungssicherheit verbessern können (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26; vgl. auch Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 08.12.2020 zur LNG-Anlage South Hook, C(2020) 8948 final, Rn. 39 f.; Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 25.11.2020 zur LNG-Anlage Alexandroupolis, C(2020) 8377 final, Rn. 27).

(5) Nach Auffassung der Beschlusskammer ist die Genehmigungsvoraussetzung der Verbesserung der Versorgungssicherheit nach § 28a Abs. 1 EnWG und Art. 36 Abs. 1 Richtlinie 2009/73/EG dahingegen nicht so auszulegen, dass eine Ausnahme für LNG-Anlagen bereits deswegen abzulehnen wäre, weil durch sie der Import von klimaschädlichem Erdgas ermöglicht wird. Eine solche Auffassung wird in dem von der DUH bei der Europäischen Kommission am 24.02.2021 eingereichten Rechtsgutachten vertreten. Bei einer solchen Auslegung des Merkmals der Versorgungssicherheit würde sich die Beschlusskammer in unzulässiger Weise über den Willen des deutschen und europäischen Gesetzgebers hinwegsetzen. Denn in diesem Fall liefe die Freistellungsmöglichkeit nach § 28a EnWG und Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG im Hinblick auf die ausdrücklich genannten LNG-Anlagen vollständig leer. Eine umfassende Prüfung der Umweltauswirkungen der geplanten LNG-Anlage in Brunsbüttel findet im Rahmen der planungsrechtlichen Verfahren nach dem UVPG und der UVP-Richtlinie statt. Das Ausnahmeverfahren nach § 28a EnWG und Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG ist dahingegen kein UVP-pflichtiges Zulassungsverfahren. In dem Ausnahmeverfahren geht es allein darum, welche Vorgaben der Zugangs- und Entgeltregulierung im Fall der Inbetriebnahme gelten bzw. nicht gelten. Das DUH-Gutachten kritisiert letztlich den Ausbau jeglicher Erdgas-Infrastrukturen aufgrund der klimaschädlichen Wirkung von Erdgas. Für solche umweltpolitischen Steuerungen bietet das Ausnahmeverfahren jedoch nach Auffassung der Beschlusskammer keinen Rechtsrahmen. Diese Entscheidungen müssen im Rahmen der Gewaltenteilung den dafür vorgesehenen demokratischen Willensbildungsprozessen vorbehalten bleiben. Die Freistellungsmöglichkeit steht entgegen der Auffassung des DUH-Gutachtens auch nicht im

Widerspruch zu den Umweltzielen der energierechtlichen Gesetze in Deutschland, der Staatszielbestimmung des Grundgesetzes und der Umweltziele des EUV und AEUV. Unter Berücksichtigung der EU-Strategie für Flüssigerdgas der Europäischen Kommission vom 16.02.2017 (Az. COM(2016) 49 final) kann davon ausgegangen werden, dass der Europäische Gesetzgeber bei dem Erlass bzw. der Aufrechterhaltung der Freistellungsmöglichkeit nach Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG bis zum heutigen Tag – trotz zwischenzeitlich erfolgter Änderungen der Richtlinie – Umweltaspekte und Aspekte der Versorgungssicherheit hinreichend abgewogen hat.

(6) Diese Auslegung des Merkmals der Versorgungssicherheit hat die Europäische Kommission bestätigt. Nach der Auffassung der Europäischen Kommission enthält das durch den europäischen Gesetzgeber vorgegebene Prüfungsprogramm des Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG keine Pflicht, die Umwelt- und Klimaauswirkungen von LNG-Anlagen im Allgemeinen bzw. für das konkrete Infrastrukturprojekt im Besonderen zu prüfen. Zutreffend weist die Europäische Kommission darauf hin, dass die Ausnahmegenehmigung keine Betriebserlaubnis für die LNG-Anlage darstelle, sondern lediglich die Regeln für die Nutzung der Anlage für die Dauer der Ausnahme festlege (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 51 ff.).

Die Europäische Kommission stellt jedoch selbst für den Fall, dass entgegen ihrer Auffassung Klima- und Umweltgesichtspunkte im Rahmen des Merkmals Versorgungssicherheit im Ausnahmeverfahren nach Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG zu berücksichtigen wären, fest, dass sich schädliche Auswirkungen der LNG-Anlage auf Umwelt und Klima angesichts unsicherer Prognosen über die Entwicklung der Energieversorgung in Europa und die tatsächliche Nutzung und Auslastung der Anlage, aber auch aufgrund ggf. denkbarer abmildernder Effekte einer übergangsweisen Versorgung bestimmter Bereiche mit LNG, wie Schiffs- und Schwerlastverkehr, und einer Vielzahl an denkbaren klimapolitischen Maßnahmen durch den Gesetzgeber nicht verlässlich feststellen ließen. Die Europäische Kommission weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass der Bau einer zusätzlichen Infrastruktur zudem nicht zwangsläufig zu einer Steigerung des Anteils von Erdgas am Energiemix der Europäischen Union führen müsse, sondern zunächst einmal nur eine alternative Transportroute eröffne (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final; Rn. 129 ff.).

### **3.2.2.2 Diversifikation der Bezugsquellen**

Die LNG-Anlage stärkt nach dem vorgesagten die Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union, da sie bisher nicht unmittelbar für das deutsche Versorgungsgebiet verfügbare Gasvorkommen weltweit ohne Umweg über benachbarte Länder für die Gasversorgung in Deutschland erschließt. Durch die Abkühlung und Versetzung in einen flüssigen Aggregatzustand, verliert das Erdgas deutlich an Volumen und kann so in großen Mengen per Schiff auch über längere Distanzen transportiert werden. Damit können auch weit entfernte Gasquellen, etwa in



Nordamerika, Katar oder Australien, unmittelbar für die Gasversorgung in Deutschland und Nordwesteuropa nutzbar gemacht werden, für die der Transport über Schiff die technisch einzige Transportmöglichkeit nach Europa ist.

Durch die Erschließung neuer Gasquellen leistet die LNG-Anlage Brunsbüttel einen Beitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union.

### **3.2.2.3 Redundanz durch Diversifikation der Transportrouten**

Die LNG-Anlage Brunsbüttel verbessert die Versorgungssicherheit in Deutschland, indem sie neue Transportrouten für flüssiges Erdgas unmittelbar nach Deutschland eröffnet. Sie ermöglicht LNG-Importe unmittelbar nach Deutschland, ohne dass der Umweg über den Import über LNG-Anlagen im benachbarten Ausland, wie den Niederlanden, Belgien oder Frankreich genommen werden muss. Damit stellt sie eine Alternative zum Transport von Erdgas über Fernleitungen dar. In einem Notfall erhöht sich dadurch die Redundanz der Gasversorgung, da bei dem Ausfall einer Transportroute, etwa einer Importleitung, ein Import fehlender Mengen über die LNG-Anlage Brunsbüttel möglich wäre. Je mehr Routen es gibt, über welche Gas nach Deutschland und Europa transportiert werden kann, umso größer ist die Versorgungssicherheit.

Die Antragstellerin hat diesen Befund auch empirisch mithilfe quantitativer Analysen durch einen unabhängigen Gutachter nachvollziehbar belegt (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal vom 10.08.2018, S. 23 ff.). Dabei hat sie die Situation mit der LNG-Anlage und ohne die LNG-Anlage Brunsbüttel verglichen (kontrafaktisches Szenario). Hierzu hat sie mehrere Indizes verwendet, mit deren Hilfe Aussagen zur Diversifizierung der Versorgung und Belastbarkeit des Systems getroffen werden können. Für die Analyse hat die Antragstellerin auf Daten aus der Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas zurückgegriffen. Nach allen Analysen trägt die LNG-Anlage Brunsbüttel zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland bei.

Mit Hilfe des sogenannten Import Route Diversification Index (IRD) kann die Diversifizierung von Gasimportrouten gemessen werden. Eine hohe Konzentration deutet hier auf eine hohe Abhängigkeit von einer oder wenigen Routen hin, während eine niedrige Konzentration auf eine hohe Diversifizierung der Routen hinweist. Je kleiner der Indikator ausfällt, umso höher ist die Versorgungssicherheit. Die Berechnungen des Gutachters haben ergeben, dass die Importrouten nach Deutschland bereits jetzt mit Werten von 0,12 und 0,18 auf einer Skala zwischen 0 und 1 relativ gut diversifiziert sind. Die zusätzliche technische Kapazität der LNG-Anlage Brunsbüttel verbessert die Routendiversifikation weiter um ca. 4 % gegenüber dem kontrafaktischen Szenario ohne die LNG-Anlage Brunsbüttel (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal vom 10.08.2018, S. 24 f.).

Die Antragstellerin hat somit nachvollziehbar belegt, dass die zusätzliche technische Kapazität durch die LNG-Anlage Brunsbüttel zu einer sinkenden Abhängigkeit von bestehenden Importrouten führt.

#### **3.2.2.4 Steigerung der Widerstandsfähigkeit und Belastbarkeit der Gasversorgungsinfrastruktur**

Die Antragstellerin hat mit Hilfe der verschiedenen Indikatoren N-1 Kriterium, Residual Supply Index und System Adequacy Index nachvollziehbar nachgewiesen, dass sich die Belastbarkeit und damit Versorgungssicherheit der Gasversorgung in Deutschland und damit letztlich der Europäischen Union durch die LNG-Anlage Brunsbüttel verbessert (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal vom 10.08.2018, S. 25 ff.).

Das N-1 Kriterium misst, ob die tägliche Spitzenlast auch dann gedeckt ist, wenn die größte Infrastruktur, die direkt oder indirekt zum Gasangebot auf dem Markt beiträgt, hypothetisch nicht mehr zur Verfügung stünde. Bei ihren Berechnungen (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal vom 10.08.2018, S. 25 f.) hat die Antragstellerin neben den Importkapazitäten auch die Einspeisekapazitäten aus der einheimischen konventionellen, Biogas- und Wasserstoffproduktion und den Speichern berücksichtigt. Zur Bestimmung der täglichen Spitzenlast hat die Antragstellerin auf den „peak demand“ im Slow Progression Szenario aus dem ENTSOG TYNDP 2017 zurückgegriffen. Die größte Infrastruktur wurde als der Grenzübergangspunkt bzw. die Grenze mit der größten Einspeisekapazität nach Deutschland definiert. Im Zeitraum 2018 bis 2020 war dies die Importroute aus Norwegen, ab 2020 die Importroute aus Russland (Nord Stream). Die Berechnungen der Antragstellerin ergaben, dass die Abhängigkeit Deutschlands von der größten Infrastruktur ohnehin gering ist, da die Spitzenlast ohne die größte Infrastruktur stets 1,6-mal gedeckt wäre. Dabei war festzustellen, dass die Abhängigkeit im Zeitverlauf aufgrund des Ausbaus neuer Kapazitäten (insb. Nord Stream 2) und einer rückläufigen Nachfrage und Spitzenlast in Deutschland weiter sinkt. Im kontrafaktischen Szenario verringert sich die Abhängigkeit durch die LNG-Anlage Brunsbüttel, die selbst nicht die größte Infrastruktur darstellt, leicht.

Damit verbessert die LNG-Anlage Brunsbüttel nach den Berechnungen anhand des N-1 Kriteriums leicht die Belastbarkeit der Gasversorgung in Deutschland (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal vom 10.08.2018, S. 26).

Die Antragstellerin hat zudem mit Hilfe des Residual Supply Index berechnet (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal vom 10.08.2018, S. 26 f.), wie hoch die Abhängigkeit der Gasversorgung in Deutschland vom größten Anbieter ist. Dieser Index gibt an, inwiefern das System noch die tägliche Spitzenlast („peak demand“ im Slow Progression Szenario aus dem ENTSOG TYNDP 2017) decken kann, wenn der größte Lieferant (ggf. über

mehrere Infrastrukturen) nicht mehr liefern kann. Der Analyse wurde Gazprom als größter Lieferant von Erdgas nach Deutschland zugrunde gelegt. Das Angebotspotential der Gazprom wurde für die Berechnungen definiert als Summe der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten mit Russland, Polen und der Tschechischen Republik, da über diese Leitungen voraussichtlich auch in der Zukunft vor allem russisches Gas transportiert wird. Die Berechnungen zeigten, dass die Spitzenlast auch ohne den größten Lieferanten gedeckt werden könnte. Auch hier nahm die Abhängigkeit vom größten Lieferanten aufgrund der fallenden Spitzenlast im Slow Progression Scenario aus dem ENTSOG TYNDP 2017 im Zeitverlauf sogar noch ab.

Die Berechnungen anhand des Residual Supply Index im kontrafaktischen Szenario ergaben, dass sich die Abhängigkeit der Gasversorgung von dem größten Lieferanten durch die zusätzliche Kapazität der LNG-Anlage Brunsbüttel weiter leicht verringert und sich die Versorgungssicherheit in Deutschland und damit auch der Europäischen Union weiter verbessert (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal vom 10.08.2018, S. 27).

Auch die Berechnungen anhand des System Adequacy Index (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal vom 10.08.2018, S. 28) ergaben, dass sich die LNG-Anlage Brunsbüttel positiv auf die Versorgungssicherheit in Deutschland auswirkt. Mit Hilfe des System Adequacy Index kann man einen Vergleich des Angebotspotentials (hier Summe aller verfügbaren Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten, Produktion und Speichern) mit der Spitzenlast (hier „peak demand“ im Slow Progression Scenario aus dem ENTSOG TYNDP 2017) vornehmen. Damit erhält man eine Aussage darüber, wie groß der verbleibende Puffer der Gasversorgung an Spitzenlasttagen ausfällt. Die Berechnungen der Antragstellerin ergaben, dass das Verhältnis zwischen Angebotspotential und Spitzenlast in den kommenden Jahren aufgrund einer fallenden Spitzenlast und eines Zubaus an Einspeisekapazitäten (Nord Stream 2) deutlich zunimmt. Die Berechnungen im kontrafaktischen Szenario ergaben, dass sich dieses Verhältnis von Kapazität zur Spitzenlast durch den Zubau der LNG-Anlage Brunsbüttel weiter leicht verbessert (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal vom 10.08.2018, S. 28).

Damit belegen die Berechnungen des Gutachters der Antragstellerin anhand der verschiedenen Indikatoren (N-1 Kriterium, Residual Supply Index und System Adequacy Index), dass sich die Belastbarkeit und damit Versorgungssicherheit der Gasversorgung in Deutschland und damit auch der Europäischen Union durch den Zubau der LNG-Anlage Brunsbüttel verbessert.

### **3.2.2.5 Steigerung der Flexibilität bei der Gasversorgung**

Die LNG-Anlage steigert auch die Flexibilität und damit auch die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung in Deutschland und der Europäischen Union.

Die Europäische Kommission hat darauf hingewiesen, dass eine umso größere Verbesserung der Versorgungssicherheit anzunehmen ist, umso mehr Flexibilität bei der Versorgung mit zusätzlichen Mengen die Infrastruktur in einem Notfall liefern kann. Aus diesem Grund könnten beispielsweise LNG-Anlagen durch die größere Auswahl an verschiedenen Gasquellen weltweit einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26).

Dies ist vorliegend der Fall. Zwar kann die Flexibilität durch langfristige vertragliche Bindungen entlang der Wertschöpfungskette Verflüssigung, Transport und Regasifizierung auch bei einer LNG-Anlage je nach Vergabe der Kapazitäten tatsächlich beschränkt sein. Die Flexibilität bei der Versorgung durch die LNG-Anlage Brunsbüttel wird vorliegend jedoch letztlich auch durch die auferlegte Reservierungsquote in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität, das UIOLI-Verfahren und die Sekundärvermarktung gewährleistet. Denn so ist sichergestellt, dass jedes Jahr 10% der jährlichen Durchsatzkapazität für Dritte ungeachtet etwaiger bestehender langfristiger Lieferbindungen zugänglich sind.

Damit trägt die LNG-Anlage zur Flexibilität und Verbesserung der Sicherheit bei der Gasversorgung bei.

### **3.2.2.6 Regeln zur kurzfristigen Vermarktung verbessern den Beitrag zur Versorgungssicherheit**

Die der Antragstellerin unter Tenor zu 5. bis 8. auferlegten Regeln zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs für Dritte auch während der Dauer der Ausnahme verbessern die Flexibilität bei der Gasversorgung und tragen damit zur Versorgungssicherheit bei.

Effektive Mechanismen gegen das Horten von Kapazitäten oder eine Reservierung eines Teils der Kapazitäten für eine kurzfristige Vermarktung können die Flexibilität bei der Gasversorgung mit zusätzlichen Mengen in einem Notfall erhöhen. Damit können sie die Versorgungssicherheit verbessern (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26).

Die Beschlusskammer hat der Antragstellerin effektive Regeln auferlegt, die gewährleisten, dass 10% der jährlichen Durchsatzkapazität der LNG-Anlage auf kurzfristiger – jährlicher ggf. unterjährlicher – Basis vermarktet werden können. Zudem hat die Beschlusskammer ein Recht auf Sekundärvermarktung und ein UIOLI-Verfahren vorgesehen, das eine effektive Nutzung der von den Primärkapazitätsinhabern nicht genutzten Kapazitäten auf kurzfristiger unterjähriger Basis ermöglicht. Durch diese Regelungen wird sichergestellt, dass möglichst viele potentielle Kunden auf jährlicher Basis Zugang zu der LNG-Anlage erhalten. Dadurch wird die mögliche Abschottung der LNG-Anlage durch langfristige Kapazitätsverträge über die gesamte Ausnahmedauer verhindert und die Flexibilität und Versorgungssicherheit der Gasversorgung verbessert.

Soweit die Antragstellerin in ihrer Stellungnahme vom 28.07.2020 (S. 5 f.) infrage stellt, ob die Reservierungsquote in Höhe von 10% zur Versorgungssicherheit beiträgt, kann dies nicht überzeugen. Die Antragstellerin begründet ihre Zweifel vor allem damit, dass aus ihrer Sicht eine langfristige Vermarktung der Kapazitäten die Versorgungssicherheit besser fördern würde. Denn zum einen würden LNG-Anbieter, die über langfristig kontrahierte LNG-Anlagenkapazitäten verfügten, regelmäßig auch entsprechende LNG-Mengen langfristig vertraglich absichern. Damit seien sie grundsätzlich besser in der Lage, einen erhöhten Bedarf im Krisenfall abzudecken. Zum anderen seien LNG-Anbieter, die LNG-Anlagenkapazitäten vertraglich langfristig gebucht hätten, auch eher geneigt, entsprechende Mengen dorthin zu liefern, wo sie bereits über entsprechende LNG-Anlagenkapazitäten verfügten.

Diese Mutmaßungen können aus Sicht der Beschlusskammer nicht überzeugen. Zum einen sichern sich LNG-Anbieter, die entsprechende LNG-Mengen langfristig vertraglich kontrahiert haben, häufig über langfristige Kapazitätsverträge mit verschiedenen LNG-Anlagen verschiedene Absatzmöglichkeiten und liefern dann in der Regel dorthin, wo der höchste Preis für die entsprechenden Mengen erzielt werden kann. Angesichts des globalen LNG-Marktes erscheint es nicht ausgeschlossen, dass auch im Rahmen eines räumlich begrenzten Notfalls, etwa in Europa, LNG-Mengen auch kurzfristig zu wirtschaftlichen Konditionen erworben werden können. Dies gilt besonders vor dem Hintergrund, dass in einem Notfall aufgrund einer erhöhten Nachfrage bzw. Verknappung des Angebotes ggf. auch höhere Preise zu erzielen sein dürften. Es ist weiter durchaus denkbar, dass auch Anbieter, die über langfristig kontrahierte Mengen, aber noch keine LNG-Anlagenkapazitäten in Deutschland verfügen, aufgrund erhöhter Preise im Notfall ein Interesse an kurzfristigen Anlagenkapazitäten in Deutschland bzw. Europa haben können. Dies wird durch die im LNG-Markt zu beobachtende Praxis bestätigt, dass auch Schiffe, die bereits ein festes Ziel haben, aufgrund höherer Preise an einem anderen Absatzmarkt auf hoher See umgeleitet werden. Schließlich darf nicht in Vergessenheit geraten, dass nach den in der Ausnahmegenehmigung festgelegten Regeln ohnehin nur ein Anteil in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität für eine kurzfristige Vermarktung zurückzuhalten ist, die für mehr Flexibilität durch einen größeren möglichen Kreis von LNG-Anbietern sorgen kann.

Soweit die Antragstellerin argumentiert (Schreiben vom 28.07.2020, S. 6), dass die Reservierungsquote die Versorgungssicherheit nicht fördere, da es aktuell eher ein Überangebot an LNG und voraussichtlich erst Mitte des Jahrzehnts wieder LNG-Angebotsengpässe gäbe, kann dies schon angesichts der langen Genehmigungsdauer von 25 Jahren nicht überzeugen. Zum anderen kommt es bei der Frage, ob die Reservierungsquote die Versorgungssicherheit fördert, nicht darauf an, ob tatsächlich zusätzliche Mengen über die LNG-Anlage Brunsbüttel nach Deutschland und Europa transportiert werden, sondern auf die Möglichkeit eines solchen zusätzlichen Transports auch für neue Kunden.

Auch die Europäische Kommission unterstreicht die Bedeutung der Vorgaben für eine diskriminierungsfreie und transparente Erstvergabe langfristiger Kapazitäten und die Vorgaben gegen die

Hortung von Kapazitäten (Tenor zu 5. bis 8.), insbesondere zur Gewährleistung eines dauerhaften und gesicherten Zugangs für eine große Zahl an neuen Marktteilnehmern (kurzfristige Vermarktung aufgrund Reservierungsquote), für die Verbesserung der Versorgungssicherheit. Dies sei gerade aufgrund der Genehmigungsdauer von 25 Jahren von Bedeutung (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn.58). Lange Ausnahmegenehmigungen, durch die eine kleine Zahl an Marktteilnehmern das Monopol für den Zugang zu kritischen Infrastrukturen erhalten, können die Versorgungssicherheit beeinträchtigen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 57). Nach der Auffassung der Europäischen Kommission fördert der Zugang zu verschiedenen Versorgungsquellen auch über verschiedene Lieferanten die Versorgungssicherheit (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 59). Die genannten Vorgaben für die diskriminierungsfreie Vergabe der langfristigen Kapazitäten und Vorgaben gegen das Horten von Kapazitäten seien geeignet, Zugang zu der LNG-Anlage für neue Marktteilnehmer zu gewährleisten und damit die Abhängigkeit von einzelnen Marktteilnehmern zu verringern. Dies könne zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit führen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 59).

### **3.2.2.7 Möglichkeit zusätzlicher Importmengen angesichts eines prognostizierten steigenden Importbedarfs**

Die LNG-Anlage Brunsbüttel verbessert zudem die Versorgungssicherheit, indem sie die technische Möglichkeit eröffnet, angesichts eines prognostizierten steigenden Importbedarfs zusätzliche Mengen in den deutschen und nordwesteuropäischen Gasmarkt zu transportieren.

Ausgehend von aktuellen Prognosen bezüglich der Gasnachfrage in Deutschland und der Europäischen Union lässt sich feststellen, dass die jeweiligen Szenarien uneinheitlich, aber im Ergebnis nicht stark voneinander abweichend eine konstante, moderat sinkende oder moderat steigende Gasnachfrage bis 2030 prognostizieren, etwa die von der Internationalen Energieagentur (IEA) im Rahmen des World Energy Outlook 2018 ermittelten Szenarien oder die von ENTSOG für den TYNDP 2018 zugrunde gelegten Szenarien (Sustainable Transition Scenario, Distribution Generation Scenario oder Global Climate Action Scenario). Die prognostizierte Nachfrage resultiert insbesondere aus einem steigenden Anteil von Gaskraftwerken an der Stromerzeugung im Zuge der Reduktion der Kohleverstromung in Deutschland und einigen Mitgliedstaaten und aus einer wachsenden Nachfrage im Transportsektor. Dahingegen nimmt man einen tendenziell sinkenden Verbrauch im Industriesektor und dem gewerblichen und privaten Sektor auch aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen und Substituierungseffekten an. Für Zeiträume ab 2030 erhöhen sich naturgemäß die Prognoseunsicherheiten und die Bandbreiten in der Entwicklung der Gasnachfrage variieren stärker, wobei die Prognosen in der Regel einen fallenden Bedarf an Erdgas

vorhersagen. Der für die kommenden Jahre konstanten bzw. moderat sinkenden oder leicht steigenden Gasnachfrage steht gemäß den oben genannten Prognosen eine zunehmend sinkende EU-Eigenproduktion gegenüber.

Die von der Antragstellerin für die Analyse verwendeten Szenarien basieren auf den von ENTSOG im Rahmen des TYNDP 2017 entwickelten Szenarien. Sie bewegen sich auch in der Bandbreite der Werte des am 05. Dezember 2019 von der Bundesnetzagentur bestätigten Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. Im Szenariorahmen greifen die Fernleitungsnetzbetreiber für die Bestimmung des Gasbedarfs in der Europäischen Union bis 2030 auf Szenarien aus dem TYNDP 2018 zurück.

Der über das letzte Jahrzehnt fallende Anteil der EU-Eigenproduktion am europäischen Gasverbrauch dürfte in Zukunft weiter sinken. Dies liegt nicht zuletzt auch an den Entwicklungen in den Niederlanden, wo die maximalen Produktionsvolumina aufgrund von Erdbeben in der Förderregion um Groningen durch Beschlüsse der niederländischen Regierung in 2019 nach unten korrigiert wurden. Aufgrund eines starken Rückgangs der EU-Eigenproduktion, der auch bei Annahme einer leicht sinkenden Nachfrage nicht vollständig aufgefangen werden kann, kann man insgesamt von einem sich vergrößernden Importbedarf ausgehen. Um die Gasnachfrage in Deutschland und in der Europäischen Union zu befriedigen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, dürfte daher Gasimporten zukünftig weiterhin eine hohe Bedeutung zukommen. Als Importoptionen kommen dabei Leitungs- und LNG-Importe in Frage. Die dazu notwendigen Infrastrukturen (Importleitungen und LNG-Anlagen) stellen dabei die Kapazitäten für einen potenziellen Import bereit und sind von diesem Gesichtspunkt aus grundsätzlich gleichermaßen geeignet, die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Zwar ist angesichts einer in der Vergangenheit zu beobachtenden relativ niedrigen Auslastung der nordwesteuropäischen LNG-Anlagen nicht sicher, ob ein entstehender zusätzlicher Bedarf tatsächlich über die LNG-Anlage Brunsbüttel gedeckt wird.

Auf diesen Umstand weist auch das Rechtsgutachten der DUH vom 22.02.2021 hin und versucht u.a. damit die Rechtswidrigkeit der Ausnahmegenehmigung zu begründen. Diese Argumentation kann jedoch nicht durchgreifen.

Zum einen lässt sich aufgrund einer Angleichung der Preisniveaus in Asien und Europa ein Trend zu steigenden LNG-Importen nach Europa feststellen, der mit einer stärkeren Auslastung der LNG-Anlagen in Europa einhergeht (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminal, Mai 2020, S. 18 ff.). Zum anderen kommt es bei der Bewertung, ob die LNG-Anlage einen Beitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit leistet nur darauf an, ob die Anlage die Möglichkeit eröffnet, eine ggf. entste-

hende Versorgungslücke zu entschärfen. Dies ist der Fall, da die LNG-Anlage Brunsbüttel angesichts eines prognostizierten leicht steigenden Importbedarfs den Import zusätzlicher Mengen an Gas unmittelbar nach Deutschland ermöglicht.

Diese Auffassung wird auch von der Europäischen Kommission bestätigt, wonach die geplante LNG-Anlage die Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union insbesondere dadurch verbessert, dass sie neue Transportrouten und neue Gasquellen erschließt. Die Verbesserung der Versorgungssicherheit könne sich auch aufgrund einer Verringerung der Abhängigkeit von bestimmten Infrastrukturelementen ergeben. Dass es noch freie Kapazitäten im Leitungsbereich und an anderen nordwesteuropäischen LNG Terminals gäbe, sei insoweit unerheblich, da Art. 36 Abs. 1 a) Richtlinie 2009/73/EG keinen Schwellenwert für eine Verbesserung der Versorgungssicherheit fordere. Auch eine vergleichsweise geringe Verbesserung der Versorgungssicherheit sei ausreichend (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.5.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 47 ff.).

### **3.2.2.8 Grundsatz der Energiesolidarität**

Die Erteilung der Ausnahmegenehmigung für die LNG-Anlage Brunsbüttel hat keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union und verletzt somit nicht den in Art. 194 Abs. 1 a) und b) AEUV verankerten Grundsatz der Energiesolidarität wie ihn das Gericht der Europäischen Union in einem Urteil vom 10.09.2019 (Az. T-883/16) beschrieben hat. Die Antragstellerin hat dies im Rahmen des Verwaltungsverfahrens durch ein Gutachten (vgl. Frontier Economics, Prüfung des Grundsatzes der Energiesolidarität vom 22.01.2020) belegt.

Gleichzeitig erfüllt die Ausnahmegenehmigung damit auch die mit der Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 eingeführte Genehmigungsvoraussetzung, wonach die Ausnahme keine nachteiligen Auswirkungen auf die Erdgasversorgungssicherheit der Union und das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze nach Art. 36 Abs. 1 lit. e) Richtlinie 2009/73/EG (neue Fassung) haben darf. Zu diesem Ergebnis kommt auch die Europäische Kommission in ihrem Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 60 und 61 ff.).

Nach einem Urteil des Gerichts der Europäischen Union (EuG) vom 10.09.2019 (vgl. Az. T-883/16, Rn. 67 ff.) umfasst der in Art. 194 Abs. 1 a) und b) AEUV verankerte Grundsatz der Energiesolidarität eine allgemeine Verpflichtung der Union und der Mitgliedstaaten, im Rahmen der Ausübung ihrer jeweiligen Befugnisse im Rahmen der Energiepolitik die Interessen der anderen Akteure zu berücksichtigen und im Konfliktfall gegeneinander abzuwägen. Dies bedeute zwar nicht, dass die Energiepolitik in keinem Fall negative Auswirkungen auf die besonderen Interessen der Mitgliedstaaten im Energiebereich haben dürfe. Die Union und die Mitgliedstaaten müssten sich jedoch bemühen, Maßnahmen, die geeignet sein könnten, die Interessen der Union und der anderen Mitgliedstaaten in Bezug auf die Sicherheit und die wirtschaftliche Tragbarkeit



der Versorgung sowie die Diversifizierung der Versorgungsquellen oder der Versorgung zu beeinträchtigen, zu vermeiden.

Das zitierte Urteil des EuG vom 10.09.2019 (Az. T-883/16) ist derzeit noch nicht rechtskräftig, sondern wird durch die zweite Instanz, den Europäischen Gerichtshof (EuGH) überprüft. Dabei steht auch die Frage im Raum, ob Art. 194 Abs. 1 a) und b) AEUV einen Grundsatz der Energiesolidarität und ein daraus folgendes Abwägungs- und Berücksichtigungsgebot mit solch weitreichende allgemeinen Pflichten der Union und der Mitgliedstaaten bei einem Tätigwerden im Energiebereich zur Berücksichtigung der Interessen der anderen Mitgliedstaaten enthält.

Dies kann hier jedoch dahinstehen, denn selbst wenn Art. 194 Abs. 1 a) und b) AEUV einen solchen Grundsatz beinhalten würde, wäre dieser vorliegend nicht verletzt.

Es wurde bereits festgestellt, dass die LNG-Anlage die Versorgungslage in Deutschland verbessert. Diese Verbesserung kommt auch den anderen Mitgliedstaaten zu Gute, da im Krisenfall Mengen in erhöhtem Umfang zur Verfügung stehen, die auch in andere Mitgliedstaaten geliefert werden können. Eine Beeinträchtigung der Versorgungslage der anderen Mitgliedstaaten ist demgegenüber nicht feststellbar. So ist etwa nicht ersichtlich, dass die LNG-Anlage Brunsbüttel Mengen absorbieren würde, die ansonsten LNG-Anlagen in anderen Mitgliedstaaten zur Verfügung stehen würden. Der globale LNG-Markt ist mit einem jährlichen Handelsvolumen von 426 Mrd. m<sup>3</sup> LNG (2018) im Verhältnis zu der maximalen Kapazität der LNG-Anlage Brunsbüttel von 8 Mrd. m<sup>3</sup>/a hinreichend groß. Es ist daher nicht anzunehmen, dass eine zusätzliche Nachfrage durch die LNG-Anlage Brunsbüttel signifikante Auswirkungen auf das Verhältnis von Angebot und Nachfrage haben wird. Es ist zudem davon auszugehen, dass Mitgliedstaaten, in denen eine höhere Abhängigkeit von LNG-Importen besteht, die für die Versorgungssicherheit relevanten Mengen typischerweise über langfristige Verträge absichern. Es ist weiter nicht davon auszugehen, dass der Zubau der LNG-Anlage Brunsbüttel dazu führt, dass die Realisierung von Infrastrukturen, die für die Versorgungssicherheit anderer Mitgliedstaaten relevant sind, durch die LNG-Anlage Brunsbüttel aufgegeben würde. Die Antragstellerin hat durch quantitative Methoden anhand des N-1 Kriteriums hinreichend nachgewiesen, dass bereits heute die Infrastrukturen in den benachbarten Mitgliedstaaten die Spitzennachfrage mindestens 1,3-mal decken kann (vgl. Frontier Economics, Prüfung des Grundsatzes der Energiesolidarität vom 22.01.2020, S. 6). Hieraus kann abgeleitet werden, dass selbst wenn hypothetisch der Zubau der LNG-Anlage Brunsbüttel zu einer Verhinderung von neuen Infrastrukturprojekten führte, die Versorgungssicherheit in den benachbarten Mitgliedstaaten nicht beeinträchtigt sein dürfte. Weitere Beeinträchtigungen der Versorgungslage in anderen Mitgliedstaaten sind nicht ersichtlich.

Die Beschlusskammer hat zudem Anfang 2021 eine Konsultation der Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten und der Regulierungsbehörden von Großbritannien und Norwegen zu den möglichen Auswirkungen der LNG-Anlage auf die Versorgungssicherheit und die betroffenen Märkte durchgeführt. Im Rahmen der Konsultation wurden zwei Stellungnahmen – von der dänischen und

der schwedischen Regulierungsbehörde – abgegeben. Die Stellungnahme der Regulierungsbehörde Dänemarks bestätigt ausdrücklich die in der Ausnahmegenehmigung getroffene Bewertung der Bundesnetzagentur, dass die Genehmigungsvoraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 und 5 EnWG und Art. 36 Abs. 1 a) und e) Richtlinie 2009/73/EG vorliegen. Die geplante LNG Anlage in Brunsbüttel eröffne nach Ansicht der Regulierungsbehörde Dänemark die Möglichkeit, den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit im nordwesteuropäischen Markt ebenso wie die Integration des europäischen Gasmarktes zu fördern. Anhaltspunkte, die für eine andere Bewertung sprechen, sind von keiner Regulierungsbehörde vorgetragen worden.

Die dänische Regulierungsbehörde hat darüber hinaus darauf hingewiesen, dass in den nationalen Netzentwicklungsplan 2018, der eine erstmalige Aufnahme der Einspeisekapazitäten für das LNG Terminal Brunsbüttel enthielt, feste Einspeisekapazitäten am Netzkopplungspunkt Ellund auf Null reduziert worden waren. In diesem Zusammenhang hat die dänische Regulierungsbehörde auf die Bedeutung eines Incremental Capacity Projektes des dänischen Fernleitungsnetzbetreibers Energinet und des deutschen Fernleitungsnetzbetreibers Gasunie Deutschland Transport Services für eine ausreichende Bereitstellung fester Kapazität am Netzkopplungspunkt Ellund in der Zukunft und auf die konstruktive Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur in dieser Frage hingewiesen.

Die Europäische Kommission hat in ihrem Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 65) den von der dänischen Regulierungsbehörde in ihrer Stellungnahme vorgetragenen Gesichtspunkt der Kapazitätsausstattung an dem Netzkopplungspunkt Ellund an der deutsch-dänischen Grenze aufgegriffen. Nach Auffassung der Europäischen Kommission darf die Schaffung neuer Infrastrukturen keine negativen Auswirkungen auf das bestehende regulierte Netz haben. Die von der dänischen Regulierungsbehörde adressierten Auswirkungen können nach Ansicht der Europäischen Kommission auch Fragen hinsichtlich der Vereinbarkeit mit dem Kriterium der Energiesolidarität aufweisen. Für den Fall, dass zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nachgefragte feste Kapazitäten nicht in angemessenem Maß an der deutsch-dänischen Grenze zur Verfügung stehen, hat die Beschlusskammer daher nach dem Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 zu prüfen, ob eine Beeinträchtigung des regulierten dänischen Netzes gegeben ist, die die Änderung oder den Widerruf der Ausnahmegenehmigung rechtfertigt (Beschluss vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Art. 4, Rn. 65 und 125 f.). Diese Möglichkeit bleibt mit Tenor zu 11. a) ausdrücklich vorbehalten (siehe auch Abschnitt 3.8.8). Damit ist gewährleistet, dass es bei Inbetriebnahme der LNG-Anlage nicht zu nachteiligen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und betroffenen regulierten Netze der anderen Mitgliedstaaten und den Grundsatz der Energiesolidarität kommt.

Die Erteilung der Ausnahmegenehmigung verletzt daher nicht den im Urteil des EuG vom 10.09.2019 (Az. T-883/16) beschriebenen Grundsatz der Energiesolidarität und hat keine nach-

teiligen Auswirkungen auf die Erdgasversorgungssicherheit der Union und das effiziente Funktionalisieren der betroffenen regulierten Netze (Art. 36 Abs. 1 lit. e Richtlinie 2009/73/EG, neue Fassung).

### **3.2.2.9 Zusammenfassung**

Die LNG-Anlage Brunsbüttel verbessert die Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union, indem sie die Gasversorgung sowohl im Hinblick auf neue Gasquellen, als auch neue Transportrouten diversifiziert. Dass die LNG-Anlage die Redundanz der Gasversorgung in Deutschland erhöht, hat die Antragstellerin zudem anhand quantitativer Analysen (Import Route Diversification Index) nachgewiesen. Die zusätzliche Kapazität der LNG-Anlage stärkt zugleich die Belastbarkeit der Gasversorgung. Dies hat die Antragstellerin glaubhaft durch Berechnungen eines Gutachters mithilfe verschiedener Indikatoren (N-1 Kriterium, Residual Supply Index und System Adequacy Index) belegt. Die LNG-Anlage schafft darüber hinaus mehr Flexibilität bei der Gasversorgung. Zum einen eröffnet sie die Möglichkeit, unterschiedlichste Gasquellen weltweit zu erschließen. Zum anderen wird unterschiedlichen Importeuren diskriminierungsfrei Zugang zu der LNG-Anlage und zwar auch während der Dauer der Ausnahme auf kurzfristiger Basis eröffnet. Dies stellen die in Tenor zu 5. bis 8. auferlegten Regeln zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement sicher. Nicht zuletzt leistet die LNG-Anlage einen Beitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union, indem sie es ermöglicht angesichts eines prognostizierten leicht steigenden Importbedarfs zusätzliche Mengen Gas nach Deutschland und Nordwesteuropa zu importieren.

### **3.3 Größere neue Infrastruktur**

Bei der LNG-Anlage in Brunsbüttel handelt es sich um eine größere neue Infrastruktur im Sinne von § 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 S. 1 der Richtlinie 2009/73/EG.

(1) Neu ist eine Infrastrukturanlage nach Art. 2 Nr. 33 der Richtlinie 2009/73/EG, wenn sie bis 04.08.2003 noch nicht fertiggestellt ist. Abweichend davon ist nach § 3 Nr. 29a EnWG eine Infrastruktur dann neu, wenn sie nach dem 12.07.2005 in Betrieb genommen ist. Da die Fertigstellung der LNG-Anlage in Brunsbüttel bis heute noch nicht erfolgt ist und die Inbetriebnahme nicht vor [REDACTED] erfolgen soll, die LNG-Anlage in Brunsbüttel also nach beiden Definitionen als neue Infrastruktur anzusehen ist, kann das Verhältnis dieser Fristenregelungen zueinander offenbleiben. Sie sind vorliegend beide erfüllt.

(2) Bei der LNG-Anlage in Brunsbüttel handelt es sich auch um eine „größere“ Infrastrukturanlage im Sinne von § 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 der Richtlinie 2009/73/EG. Dieses Tatbestandsmerkmal ist einer Auslegung allerdings kaum zugänglich, da unklar bleibt, worin das Vergleichsobjekt besteht und wie der Größenunterschied zu bemessen ist.

Die Antragstellerin setzt hier das geplante Investitionsvolumen für die LNG-Anlage in Bezug zum Investitionsvolumen aus dem Netzentwicklungsplan 2016-2026 zum Ausbau der nationalen Erdgasinfrastruktur in Deutschland bis 2026. Ob dies ein maßgebliches Vergleichsobjekt sein kann, oder vergleichbare andere LNG-Anlagen heranzuziehen wären, kann hier letztlich dahinstehen. Angesichts des veranschlagten Investitionsvolumens von 450 Millionen € und nach aktuellen Schätzungen [REDACTED] für die LNG-Anlage in Brunsbüttel hat die Beschlusskammer keinen Zweifel daran, dass es sich bei dieser um eine größere Infrastruktur handelt. Dies gilt auch im Hinblick auf die geplante Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 8 Mrd. m<sup>3</sup>/a.

### **3.4 Investitionsrisiko**

Zur Überzeugung der Beschlusskammer hat die Antragstellerin nachgewiesen, dass das Investitionsrisiko für die LNG-Anlage in Brunsbüttel gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 2 Hs. 2 EnWG so hoch ist, dass die Investition ohne eine Ausnahmegenehmigung nicht getätigt würde. Dies betrifft sowohl die Höhe des Risikos als solches, als auch die Kausalität zwischen Risiko und Investitionsentscheidung, die nach den im Verfahren erhobenen Feststellungen zum Zeitpunkt der Entscheidung noch nicht getroffen worden ist.

#### **3.4.1 Allgemeine Grundsätze**

Da das Risiko so hoch sein muss, dass die Investition ohne die Ausnahmegenehmigung nicht getätigt würde, muss es sich um ein über das übliche Maß hinausgehendes Risiko handeln. Die üblichen Investitionsrisiken, die im Rahmen regulierter Entgelte etwa durch die Bestimmung des Risikozuschlags beim Eigenkapitalzinssatz berücksichtigt werden können, sind folglich von den für eine Freistellungsentscheidung relevanten Risiken zu trennen.

#### **3.4.2 Relevante Risiken**

Als relevantes Risiko im Rahmen einer Ausnahmeentscheidung ist aus normativen Gründen nicht jedes beliebige Risiko in die Bewertung einzustellen, sondern nur solche Risiken, die regelmäßig mit einer Infrastrukturinvestition verbunden sind (vgl. etwa Beschluss vom 25.02.2009, Az. BK7-08-010).

Maßgeblich sind vor allem ein etwaiges Auslastungsrisiko oder Risiko der Nichtnutzung der Investition („risk of non-use of the investment“) und zum anderen das Risiko, dass sich Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern („risk of change in cost and/or revenues in future“) (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 41; Stellungnahme der Europäischen Kommission zur OPAL-Entscheidung, K(2009) Nr. 4694, Rn. 32; Däuper, in: Danner/Theobald, Energierecht, 103. Ergänzungslieferung Oktober 2019, § 28a EnWG, Rn.12; Thole, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage

2019, § 28a EnWG, Rn. 11; Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015, § 28a EnWG, Rn. 7). Bei der Bewertung können insbesondere die Höhe der Projektkosten, die Länge der Amortisationsdauer, Verbrauchsprognosen, andere alternative konkurrierende Investitionsprojekte oder Veränderungen der Weltmarktbedingungen für Primärbrennstoffe herangezogen werden (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 41; Däuper, in: Danner/Theobald, Energierecht, 103. Ergänzungslieferung Oktober 2019, § 28a EnWG, Rn.12).

Die Antragstellerin trägt diesbezüglich vor, dass vorliegend aus ihrer Sicht zwei Risiken maßgeblich seien, zum einen das Risiko, dass die Investition nicht genutzt werde („risk of non-use of the investment“) und zum anderen das Risiko, das sich die Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern („risk of change in cost and/or revenues in future“).

(1) Das Risiko einer Nichtnutzung der Investition („risk of non-use of the investment“) oder einer geringen Auslastung besteht vorliegend, da Investitionen für LNG-Anlagen im Fall einer mangelnden Auslastung oder Nichtnutzung regelmäßig zu versunkenen Kosten führen können. Die Kosten sind irreversibel, da die Investitionskosten nach dem Bau der Anlage nicht mehr zurückgewonnen werden können. Eine Verwendung der Anlage für einen anderen als den ursprünglich geplanten Zweck scheidet hier aus. Für eine Projektfinanzierung, als etabliertes Finanzierungsinstrument insbesondere für kapitalintensive Vermögenswerte wie Leitungen oder LNG-Anlagen, bedeutet dies, dass das Vermögen eines LNG-Anlagenprojekts als solches kaum als Sicherheit für die benötigten Kredite akzeptiert wird. Da bei einer Projektfinanzierung alle Schulden ausschließlich über die Zahlungsströme des Projektes während der Betriebsphase zurückgezahlt werden, stützen sich Kreditgeber bei der Bewertung eines solchen Projekts auf die Risikofaktoren, die einen direkten Einfluss auf die in Zukunft erwarteten Zahlungsströme haben. Jede wesentliche Änderung, die sich auf die Zahlungsströme eines solchen Projekts auswirkt, schlägt sich in den Bedingungen für die Mittelbeschaffung und damit auf die Investitionsentscheidung nieder. Für eine betriebswirtschaftlich rationale Investitionsentscheidung bedarf es daher grundsätzlich einer zuverlässigen Prognose darüber, ob die LNG-Anlage während der Amortisationsdauer in angemessenem Umfang ausgelastet ist und hierfür gesichert Entgelte erhoben werden können, die eine Refinanzierung ermöglichen. Langfristige Kapazitätsverträge sind geeignet, um Investoren die notwendige Planungssicherheit über Kapitalrückflüsse zu geben (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 42).

Die Antragstellerin hat nachvollziehbar dargelegt, dass der Abschluss der langfristigen Kapazitätsverträge maßgeblich auch davon abhängt, dass für die potentiellen Kunden die Rahmenbedingungen für die Kapazitätsnutzung und die Entgeltberechnung über die Amortisationsdauer berechenbar und sicher sind (Antrag vom 26.07.2018, S. 11f.). Dieser Vortrag wird durch die Beigeladene gestützt, die in ihrer Stellungnahme vom 30.01.2020 und 29.07.2020 darauf hinweist, dass für sie neben der Höhe des Entgeltes bestimmte Bedingungen bei der Nutzung der Kapazitäten

essentiell für den Abschluss eines langfristigen Vertrages sind. Das Risiko der Nichtnutzung oder Auslastung sinkt somit dann, wenn durch die Ausnahmegenehmigung das Risiko sich verändern-der Kosten und Erlöse („risk of change in cost and/or revenues in future“) soweit gesenkt wird, dass die Antragstellerin durch den Abschluss langfristiger Verträge ausreichend Sicherheit über die Kapitalrückflüsse für Investoren schaffen kann. Ohne die Ausnahmegenehmigung bestünde daher ein relevantes Risiko der Nichtnutzung bzw. der mangelnden Auslastung.

(2) Es besteht vorliegend auch ein relevantes Risiko, dass sich die Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern.

Das Risiko, dass sich die Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern („risk of change in cost and/or revenues in future“), kann dabei zum einen aus einer geplanten, aber nicht realisierten Auslastung der LNG-Anlage resultieren (Auslastungsrisiko). So war, wie oben (vgl. Abschnitt 3.2.1 oder 3.2.2.7) ausgeführt, in der Vergangenheit die Auslastung bestehender nordwesteuropäischer LNG-Anlagen eher niedrig. Insgesamt ist festzustellen, dass sich der LNG-Markt derzeit in einem Wandel befindet. Nachdem das globale Transportvolumen in den Jahren 2011 bis 2015 bei geringen Schwankungen auf einem Niveau von etwa 330 Mrd. m<sup>3</sup> verharrte, sind in den Jahren 2016 bis 2018 jährliche Steigerungsraten von durchschnittlich ca. 9% zu beobachten (vgl. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/28976/umfrage/lng-transport-weltweit-seit-1970/>, Abruf am 13.02.2020). Die Europäische Kommission geht von einer weiteren Steigerung auf 505 Mrd. m<sup>3</sup> bis 2023 aus (vgl. [https://ec.europa.eu/germany/news/20180809-eu-usa-handel--fluessigerdgas-lng\\_de](https://ec.europa.eu/germany/news/20180809-eu-usa-handel--fluessigerdgas-lng_de), Abruf am 13.02.2020). Vor dem Hintergrund stark ansteigender Verflüssigungskapazitäten (in 2019 wurden Projekte mit einer jährlichen Verflüssigungskapazität in Höhe von 170 Mrd. m<sup>3</sup> bewilligt, vgl. IEA, Global Gas Security Review 2019) ist auch in Zukunft mit starken Veränderungen des LNG-Marktes zu rechnen (vgl. IEA, Global Gas Security Review 2019). Insbesondere in einer derartigen Situation dienen längerfristige Kapazitätsverträge dann als Sicherheit für Finanzkontrakte und verringern die Volatilität der Zahlungsströme. Für eine gesicherte Projektfinanzierung ist daher, wie oben ausgeführt, der Abschluss solcher Verträge maßgeblich.

Das Risiko, dass sich Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern, kann insoweit zum anderen aus veränderten rechtlichen Rahmenbedingungen resultieren. Die Antragstellerin hat hier zur Überzeugung der Beschlusskammer dargelegt, dass das Feststehen von rechtlichen Rahmenbedingungen entscheidend für ihre potenziellen Nutzer ist, die einen langfristigen Kapazitätsvertrag abschließen wollen. Die Antragstellerin führt insoweit aus, dass nicht ausgeschlossen sei, dass sich wesentliche regulatorische Rahmenbedingungen für den Zugang zu LNG-Anlagen bzw. zur Tarifierung von LNG-Anlagen nach Abschluss der langfristigen Kapazitätsverträge ändern. Dadurch entsteht für beide Vertragsparteien, also die Antragstellerin und die potentiellen Nutzer, eine Unsicherheit über die Kapitalrückflüsse bzw. die Bedingungen zur Nutzung der erworbenen Kapazitäten. Die Unsicherheit über die Entgelte sowie die Zugangsbedingungen über die lange Zeit der vertraglichen Bindung und Amortisierung der LNG-Anlage kann letztlich dazu führen, dass

langfristige Buchungen nicht vorgenommen werden. Die Antragstellerin trägt weiter vor, dass jede Änderung in den Netzzugangs- bzw. Entgeltbestimmungen, welche nach Abschluss der langfristigen Buchungen vorgenommen werde, Einfluss auf die Kosten und Erlöse habe. Daher sei es wichtig, dass für die Laufzeit der verbindlichen, langfristigen Kapazitätsbuchungen stabile regulatorische Rahmenbedingungen vorlägen (vgl. Antrag vom 26.07.2018, S. 11f.).

### **3.4.3 Kausalität**

Die Antragstellerin hat zur Überzeugung der Beschlusskammer dargelegt, dass die Ausnahmegenehmigung für die Investitionsentscheidung dergestalt erforderlich ist, dass die Investition ohne die Genehmigung nicht getätigt würde.

(1) An der Kausalität zwischen Risiko und Investitionsentscheidung fehlt es dann, wenn die Investitionsentscheidung bereits vorbehaltlos getroffen wurde oder wenn absehbar ist, dass eine positive Investitionsentscheidung auch bei Ablehnung der Ausnahme getroffen werden wird. § 28a EnWG dient nicht dazu, Mitnahmeeffekte zu ermöglichen, so dass das besondere Risiko allein nicht ausreichend ist, wenn der Investor unabhängig davon bereit ist, das Projekt auch im regulierten Rahmen zu realisieren. Bei der Abhängigkeit der Investitionsentscheidung von der Erteilung der Ausnahme handelt es sich um ein subjektives Tatbestandsmerkmal, das zum Zeitpunkt der Entscheidung vorliegen und vom Antragsteller nachgewiesen werden muss. Nicht maßgeblich ist, ob der Investor sich nach Ablehnung des Ausnahmeantrags entschließt, im Lichte neuerer Erkenntnisse oder einer anderen Bewertung des wirtschaftlichen Umfelds gleichwohl zu investieren.

(2) Die Antragstellerin hat glaubhaft dargelegt, dass keiner ihrer potentiellen Kunden bereit ist, einen langfristigen Vertrag mit der Antragstellerin abzuschließen, solange keine Ausnahmegenehmigung und damit Sicherheit über stabile Bedingungen bei der Kapazitätsnutzung und Entgeltberechnung vorliegen. Bei Ausbleiben solcher langfristigen Kapazitätsbuchungen ist aber die Grundlage für die Investitionsentscheidung in die LNG-Anlage nicht mehr gegeben. Die Antragstellerin erklärt zur Überzeugung der Beschlusskammer, dass sie bei Fehlen langfristiger Kapazitätsverträge davon absehen würde, in den Bau der LNG-Anlage zu investieren (vgl. Antrag vom 26.07.2018, S. 11 f.).

(3) Die Antragstellerin hat zudem glaubhaft erklärt, dass die finale Investitionsentscheidung bislang noch nicht getroffen worden ist und erst nach Abschluss des Genehmigungsverfahrens und bei Vorliegen der Ausnahmegenehmigung getroffen wird (vgl. zuletzt Schreiben der Antragstellerin vom 24.01.2020).

(4) Damit liegt die erforderliche Kausalität der Ausnahmegewährung für die zu treffende Investitionsentscheidung hier vor und die Ausnahmegenehmigung trägt dem bestehenden besonderen Investitionsrisiko entsprechend Rechnung. Die vorstehend ausgeführten Risiken der Nichtnutzung

bzw. mangelnden Auslastung und der Änderung von Kosten und Erlösen stellen für die Freistellungsentscheidung relevante, besondere Risiken i. S. d. § 28a Abs. 1 Nr. 2 HS. 2 EnWG dar, die eine Ausnahme über einen Zeitraum von 25 Jahren rechtfertigen.

(5) Die Europäische Kommission hat in ihrem Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn.192 ff.) bestätigt, dass die bestehenden Investitionsrisiken für die geplante LNG-Anlage die Ausnahme rechtfertigen und Umfang und Dauer der gewährten Ausnahme nicht über das zur Minderung der Risiken erforderliche Maß hinausgehen (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 114). Im Wesentlichen begründet die Europäische Kommission dies damit, dass die Ausnahme von regulierten Tarifen die Attraktivität langfristiger Kapazitätsbuchungen als Grundlage für die Projektfinanzierung erhöhen könne. Auch wenn die Ausnahmegenehmigung nicht vor jeglichen Änderungen des Rechts- und Regulierungsrahmens schützen könne, so verringere sie doch das regulatorische Risiko und erhöhe die Vorhersehbarkeit für Investoren und potentielle langfristig buchende Kunden (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 106 f.).

Die Europäische Kommission weist jedoch im Hinblick auf in der Zukunft möglicherweise gewährte öffentliche Fördermittel für den Bau der LNG-Anlage darauf hin, dass solche Subventionen das Investitionsrisiko für Investoren erheblich verringern können. Die gleichzeitige Gewährung einer Ausnahme und einer Subvention sei nicht per se ausgeschlossen, aber die Gewährung von öffentlichen Fördermitteln kann nach Ansicht der Europäischen Kommission eine Begrenzung der Ausnahme, z.B. auf einen Teil der Kapazität oder auf eine kürzere Dauer erforderlich machen, da Ausnahmegenehmigungen nach Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG auf das erforderliche Maß beschränkt werden sollen. Die Europäische Kommission verpflichtet daher die Beschlusskammer, eine Neubewertung der Ausnahmegenehmigung in Umfang und Dauer zu prüfen, wenn öffentliche Fördermittel über einen Betrag von [REDACTED] gewährt werden sollten. Tenor zu 11. a) gewährleistet diese Überprüfungsmöglichkeit und erlaubt der Beschlusskammer in seiner geänderten Form nunmehr im Einklang mit Art. 4 des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final), die ggf. erforderlichen Änderungen, Ergänzungen oder auch die Aufhebung der Ausnahme umzusetzen (siehe Abschnitt 3.8.8). Nach Tenor zu 10. ist die Antragstellerin, wie in dem Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 111) gefordert, gegenüber der Beschlusskammer zu einer entsprechenden Mitteilung verpflichtet (vgl. auch Abschnitt 3.8.7). Damit setzt die vorliegende Ausnahmegenehmigung die sich aus dem Beschluss der Europäischen Kommission ergebenden Verpflichtungen vollumfänglich um.

### **3.5 Entflechtung**

Die Antragstellerin genügt derzeit der besonderen Entflechtungsvorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG. Nach § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG muss die freizustellende Infrastruktur Eigentum einer



natürlichen oder juristischen Person sein, die entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG von den Netzbetreibern getrennt ist, in deren Netzen die Infrastruktur geschaffen wird.

(1) Das Entflechtungsgebot des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG fordert eine rechtliche Trennung des Betreibers der freizustellenden Infrastruktur von den Netzbetreibern, an deren Netz die neue Infrastruktur angeschlossen ist. Die Vorgabe dient der Verhinderung von Quersubventionierungen zwischen dem regulierten und dem unregulierten Netzbereich (vgl. Thole, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2019, § 28a EnWG, Rn. 12; Däuper, in: Danner/Theobald, Energierecht, 103. Ergänzungslieferung, Oktober 2019, § 28a EnWG, Rn. 13; Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015, § 28a EnWG, Rn. 8). Es kann daher nur durch die Übertragung des Netzbetriebs auf eine eigene Gesellschaft befolgt werden. Sinn und Zweck der Vorschrift erfordern über den engen Wortlaut hinaus, dass nicht nur der Eigentümer der freigestellten Infrastruktur rechtlich vom Betreiber des regulierten Netzes getrennt sein muss, sondern auch und gerade der Betreiber der neuen Infrastruktur.

Die Voraussetzungen der rechtlichen Entflechtung liegen vor, da die Antragstellerin nicht zugleich Betreiberin des bestehenden regulierten Netzes im Unternehmensverbund ist, an welches die LNG-Anlage angeschlossen wird. Betreiberin des Fernleitungsnetzes, an welches die LNG-Anlage Brunsbüttel nach den Angaben der Antragstellerin angeschlossen werden soll, ist die zertifizierte eigentumsrechtlich entflochtene Gasunie Deutschland Transport Services GmbH.

(2) Soweit § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG darüber hinaus auf die Vorschriften der operationellen, informatorischen und buchhalterischen Entflechtung (§§ 8-10e EnWG) verweist, dient dies in gleicher Weise einer Entflechtung zwischen dem regulierten Bestandsnetz und der neu zu schaffenden Infrastruktur, für welche die Ausnahme beantragt wird.

Die Antragstellerin hat erklärt, dass sie als zukünftige Betreiberin der LNG-Anlage Brunsbüttel entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG operationell, informatorisch und buchhalterisch von dem Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Deutschland Transport Services GmbH getrennt ist (vgl. Antrag vom 26.07.2018, S. 12).

Die Entflechtungsvorgabe hängt zudem in ihrem Bestand von der Ausnahmegenehmigung ab, so dass es ausreicht, wenn diese speziellen Vorgaben nach deren Erteilung eingehalten werden. Kritischer Zeitpunkt ist hierbei der Betrieb der neuen Infrastruktur. Dementsprechend hat die Beschlusskammer die Ausnahmegenehmigung mit einem Widerrufsvorbehalt für den Fall versehen, dass die speziellen Entflechtungsbestimmungen des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG nach Aufnahme des Betriebs der LNG-Anlage Brunsbüttel nicht eingehalten werden (Tenor zu 11. b)). Dies ist notwendig, aber auch hinreichend, um die Einhaltung dieser Vorgaben zu gewährleisten.

### 3.6 Erhebung von Entgelten

Gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 4 EnWG müssen von den Nutzern der Infrastruktur Entgelte erhoben werden. Die Antragstellerin hat zur Überzeugung der Beschlusskammer dargelegt, dass sie ihren Kunden die Nutzung der LNG-Anlage in Brunsbüttel gegen entsprechende Kapazitätsentgelte anbieten wird.

Nicht zuletzt stünde schon der Antrag auf die Erteilung der Ausnahmegenehmigung im Widerspruch zu einer entgeltfreien Erbringung der Dienstleistung. Denn ein mit der Antragstellung verfolgtes Ziel der Antragstellerin ist gerade, stabile und auskömmliche Einnahmen aus Entgelten für einen möglichst langen Zeitraum sicherzustellen. Aus dem Vortrag der Antragstellerin zum Vertragsanbahnungsprozess über ein öffentliches Open Season Verfahren von Januar bis April 2018, dem Interessenbekundungsverfahren im Oktober und November 2019 und [REDACTED]

[REDACTED] kann die Beschlusskammer nicht entnehmen, dass gesamthaft oder auch nur für einzelne Kunden eine Entgeltbefreiung diskutiert worden wäre. Ebenso wenig ist ersichtlich, dass einzelne der von der Antragstellerin angebotenen Dienstleistungen von einer Entgelterhebung auszuschließen wären.

Weitergehende Anforderungen an die Höhe und Struktur der Entgelte beinhaltet § 28a Abs. 1 Nr. 4 EnWG nicht. Die Antragstellerin trägt in diesem Zusammenhang vor, dass die Methode, auf deren Basis die Entgeltbildung vorgenommen werden soll, bisher noch nicht finalisiert wurde. Die Antragstellerin versichert jedoch, dass sie auf Grundlage des § 21 EnWG angemessene, diskriminierungsfreie und transparente Entgelte bilden wird (vgl. Antrag vom 26.07.2018, S. 14). Um diese Voraussetzungen sicherzustellen, wird der Antragstellerin mit der vorliegenden Entscheidung auferlegt, Entgelte von ihren Nutzern zu erheben (Tenor zu 4.). Die in Tenor zu 10. auch im Hinblick auf die Verpflichtung zur Erhebung von Entgelten tenorierte Mitteilungspflicht und der in Tenor zu 11. b) tenorierte Abänderungs- und Widerrufsvorbehalt stellen zudem sicher, dass die Beschlusskammer diese Vorgabe wirksam überwachen und durchsetzen kann.

### 3.7 Keine nachteiligen Auswirkungen der Ausnahme auf den Wettbewerb, das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes oder das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze bzw. der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union

Nach § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG kommt eine Ausnahme nur in Betracht, wenn sie sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb (siehe hierzu Abschnitt 3.7.1) oder das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes (siehe hierzu Abschnitt 3.7.2) oder das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes (siehe hierzu Abschnitt 3.7.3) auswirkt, an das die Infrastruktur angeschlossen ist. Diese Voraussetzungen liegen unter Berücksichtigung der tenorierten Nebenbestimmungen (insb. Tenor zu 5. bis 9.) vor.

Während § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG auf die „Investition“ abstellt, steht bei § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG die Wirkung der Ausnahmegenehmigung und damit vor allem die Nutzung der Investition, wie sie im Ausnahmeantrag beschrieben wird, im Fokus. Dahinter steht die Überlegung, dass Investitionen durch die Vergrößerung der Infrastrukturkapazität im Allgemeinen den Zugang zu Märkten und damit den Wettbewerb in Gasmärkten fördern. Eine neue Infrastruktur hat daher per se generell positive Effekte für den Wettbewerb. Dies gilt hingegen nicht ohne weiteres für die Bedingungen, unter denen sie genutzt werden kann oder für ihre konkrete Nutzung durch bestimmte Marktakteure.

Für die wettbewerbliche Bedeutung kommt es damit vor allem darauf an, ob und in welchem Umfang ein marktbeherrschendes Unternehmen Nutznießer der freigestellten Infrastruktur ist. Problematisch sind – wie im allgemeinen Wettbewerbsrecht – vor allem die Fälle, in denen ein marktbeherrschendes Unternehmen Hauptnutznießer der Befreiung ist.

Basierend auf den allgemeinen Ausführungen in Abschnitt 3.2.1 bis hin zur Abgrenzung der relevanten Märkte, erfolgt in diesem Abschnitt eine Wettbewerbsanalyse, die die Wirkung der Ausnahmegenehmigung auf den relevanten Markt Nordwesteuropa (siehe Abschnitt 3.7.1.3) untersucht. Zusätzlich erfolgt eine weitere Analyse bezogen auf einen enger abgegrenzten nationalen Markt (siehe Abschnitt 3.7.1.4). Damit wird die Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes berücksichtigt, wonach der Gasgroßhandelsmarkt räumlich mindestens deutschlandweit abzugrenzen ist (vgl. Bundeskartellamt, B8-69/14, Rn. 97ff.). Ein enger abgegrenzter nationaler Markt wird zudem auch von der Europäischen Kommission in dem Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 69 ff.) bei der Bewertung des Vorliegens der Voraussetzungen des Art. 36 Abs. 1 lit. e) Richtlinie 2009/73/EG bzw. § 28a Abs. 5 EnWG für maßgeblich erachtet.

Die Europäische Kommission hat zudem in dem Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 49 ff., 69 ff. und 122 ff.) zutreffend festgestellt, dass auch die sich aus der Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 ergebenden neuen inhaltlichen Vorgaben des Art. 36 Abs. 1 e) Richtlinie 2009/73/EG (neue Fassung) erfüllt sind. Dabei kann die von der Europäischen Kommission aufgeworfene Frage (vgl. Abschnitt 1), ob im Rahmen der Ausnahmegenehmigung trotz der Übergangsregelung des § 118 Abs. 27 EnWG auf die aktuelle neue Fassung der Richtlinie 2009/73/EG oder die Vorgängerversion abzustellen ist, offenbleiben.

Denn nach der Auffassung der Beschlusskammer ergeben sich im Hinblick auf die neu formulierte Genehmigungsvoraussetzung, wonach die Ausnahme sich nicht nachteilig auf den „Wettbewerb auf den jeweiligen Märkten, die wahrscheinlich von der Investition betroffen sein werden“ gegenüber der Vorgängerversion keine inhaltlichen Änderungen. Durch die Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 wurde lediglich eine Klarstellung im Hinblick auf das Bezugsobjekt der Prüfung, den „Wettbewerb“ vorgenommen. Auch nach altem Recht war der Kreis der betroffenen Märkte bzw. der nachteiligen Auswirkungen auf den Wettbewerb anhand einer Marktabgrenzung nach den Grundsätzen des deutschen und europäischen Kartellrechts zu bestimmen. Die alte Formulierung

„Auswirkungen auf den Wettbewerb“ deckt sich insoweit mit der Klarstellung aus der Änderungsrichtlinie der „Auswirkungen auf den Wettbewerb der wahrscheinlich von der Infrastruktur betroffenen Märkte“. Die Marktabgrenzung ist dabei das anerkannte Instrument um festzustellen, auf welchen Märkten Wettbewerbsauswirkungen zu beobachten sind bzw. welche Märkte von der Infrastruktur im Hinblick auf Wettbewerbsauswirkungen betroffen sein können. Daher ist sowohl nach altem, als auch nach neuem Recht auf die im Rahmen der Marktabgrenzung identifizierten Märkte abzustellen. Diesen Anforderungen wird die vorliegende Ausnahmegenehmigung gerecht (vgl. Abschnitt 3.7.1).

Auch die sich aus der Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 ergebenden neuen inhaltlichen Vorgaben des Art. 36 Abs. 1 lit. e) Richtlinie 2009/73/EG (neue Fassung), dass sich die „Ausnahme nicht nachteilig auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze oder auf die Erdgasversorgungssicherheit der Union“ auswirken darf, wurden von der Beschlusskammer bereits im Rahmen der alten Fassung der Richtlinie 2009/73/EG als Prinzip der Energiesolidarität geprüft (siehe Abschnitt 3.2.2.8 und Abschnitt 3.7.2.2). Nach dem (zum Zeitpunkt dieser Entscheidung noch nicht bestandskräftigen) Urteil des Europäischen Gerichts 1. Instanz vom 10.09.2019 umfasst eine Prüfung des Art. 36 RL Richtlinie 2009/73/EG auch bereits nach der alten Fassung der Richtlinie die Anwendung des Prinzips der Energiesolidarität. Nach Auffassung des EuG findet das Prinzip der Energiesolidarität seinen Niederschlag in den Begriffen „effektives Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes“ und „effizientes Funktionieren des regulierten Netzes, an das die Infrastruktur angeschlossen ist“ (Art. 36 Abs. 1 lit. e) in der alten Fassung der Richtlinie 2009/73/EG) – ohne jedoch hierauf beschränkt zu sein (Az. T 883/16, Rn. 74). Dieses Prinzip enthält eine umfassende Prüfungspflicht im Hinblick auf denkbare nachteilige Auswirkungen auf die Interessen der anderen Mitgliedstaaten und die Europäische Union bei der Energieversorgung (Urteil des EuG vom 10.09.2019, Az. T-883/16, Rn. 72 ff.), so dass im Rahmen dieser Prüfung bereits in der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung denkbare nachteilige Auswirkungen auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze oder auf die Erdgasversorgungssicherheit der Union durch die Beschlusskammer berücksichtigt wurden (siehe hierzu Abschnitt 3.2.2.8 und 3.7.2).

### **3.7.1 Wettbewerbswirkung der Ausnahmegenehmigung**

Wie in Abschnitt 3.2.1 bereits ausgeführt, wird für die Analyse der Wettbewerbswirkung durch die Ausnahmegenehmigung das kontrafaktische Szenario einer Situation ohne LNG-Anlage herangezogen. Entsprechend des Antrags der Antragstellerin auf Ausnahme von der Anwendung der §§ 20 bis 25 EnWG, wurde untersucht, ob von einer Befreiung von der Entgeltregulierung und von einer Befreiung des regulierten Drittzugangs zur LNG-Anlage eine nachteilige Wirkung auf den Wettbewerb ausgehen kann, die zu schlechteren Wettbewerbsverhältnissen führt, verglichen mit einer Situation ohne LNG-Anlage.

Die Gewährung einer (beschränkten) Ausnahme von der Entgelt- und Zugangsregulierung wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb des Energiebinnenmarktes aus. Dabei wurde auch die wettbewerbsförderliche Wirkung der unter Tenor zu 5. bis 9. tenorierten Nebenbestimmungen zur diskriminierungsfreien langfristigen Vergabe von Kapazitäten, einer Reservierungsquote, der Sekundärvermarktung und einem UIOLI-Verfahren berücksichtigt und einer Buchungsbeschränkung für marktbeherrschende Unternehmen auf einem rein national auf Deutschland beschränkten Markt (vgl. hierzu unter Abschnitt 3.8, insb. 3.8.5 und 3.8.6).

#### **3.7.1.1 Keine nachteilige Wirkung durch Ausnahme von der Entgeltregulierung**

Die Gewährung der Ausnahme von der Entgeltregulierung wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb des Erdgasbinnenmarktes aus.

Hinsichtlich der Ausnahme von der Entgeltregulierung ist festzustellen, dass dadurch eine Verschlechterung des Wettbewerbs nicht zu befürchten ist. Ziel der Entgeltregulierung ist, zu verhindern, dass ein monopolistischer Anbieter überhöhte Preise zugunsten seiner Monopolrendite durchsetzt. Käme es an der LNG-Anlage zu einer derartigen Preissetzung, würde sie gegebenenfalls wenig genutzt, weil potenzielle Kunden ausreichende Ausweichmöglichkeiten haben. Eine Verschlechterung des Wettbewerbs träte aber nicht ein, da im Extremfall einer völlig ungenutzten LNG-Anlage letztlich eine vergleichbare Situation vorherrschte, wie ohne LNG-Anlage.

Die Europäische Kommission hat bestätigt, dass sich die Ausnahme von der Entgeltregulierung nicht nachteilig auf den Wettbewerb auswirke, da die Tarife des Terminals nicht zur Diskriminierung verschiedener Kapazitätsinhaber führen und die Tarifierhöhungen nach der Erstvergabe auf 10% des Basistarifs begrenzt sind (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 99).

#### **3.7.1.2 Keine nachteilige Wirkung durch Ausnahme von der Zugangsregulierung**

Die Gewährung einer – beschränkten – Ausnahme von der Zugangsregulierung wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb im Erdgasbinnenmarkt aus. Dabei wurde zudem berücksichtigt, dass der Antragstellerin wirksame Engpassmechanismen auferlegt wurden (vgl. Tenor zu 5. bis 8.), die insbesondere einen dauerhaften Drittzugang in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität auf kurzfristiger Basis gewährleisten.

(1) Eine hypothetische negative Wettbewerbswirkung könnte allenfalls aus der Befreiung vom regulierten Drittzugang nach § 20 EnWG resultieren. Ziel der Zugangsregulierung nach § 20 Abs. 1 EnWG ist, allen potenziellen Interessenten diskriminierungsfrei den Erwerb von Zugangskapazitäten zu ermöglichen. Da es sich bei LNG-Anlagen um Energieversorgungsnetze (vgl. § 3 Nr. 16 und 20 EnWG) handelt, gelten die Vorgaben des § 20 EnWG. Damit verbunden können u. a. Regeln sein, die den Zeitraum begrenzen, für den Kapazitäten im Voraus gebucht werden können.

Im Leitungsbereich sind dies derzeit 15 Jahre. Im Falle einer Befreiung von der Zugangsregulierung kämen solche Begrenzungen nicht zum Tragen, sodass Kunden der LNG-Anlage die Möglichkeit erhalten, Kapazitäten für den kompletten Ausnahmezeitraum zu erwerben. Aus Wettbewerbsicht besteht das Worst-Case-Szenario darin, dass ein einzelner Kunde für den kompletten Zeitraum die Maximalkapazität der LNG-Anlage bucht. Sofern die Analyse der Wettbewerbssituation unter Annahme des Worst-Case-Szenarios zum Ergebnis führt, dass die Wettbewerbssituation keine Verschlechterung erfährt, gilt dies auch für alle anderen Szenarien, die z. B. beinhalten, dass mehrere Kunden Kapazitäten buchen oder Kapazitäten nicht für den gesamten Zeitraum der Ausnahmegenehmigung erworben werden. Das Worst-Case-Szenario kann noch in zwei Unterfälle unterteilt werden, die darin bestehen, dass der alleinbuchende Kunde entweder derjenige ist, der im nordwesteuropäischen Markt als größter LNG-Lieferant auftritt (Szenario 1) oder derjenige Marktakteur, der bereits zum heutigen Zeitpunkt den größten Anteil des Erdgasmarktes innehat (Szenario 2).

(2) Zur Beurteilung der Veränderung der Wettbewerbssituation greift die Beschlusskammer auf die entsprechenden Analyseverfahren im Gutachten von Frontier Economics (vgl. Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal, S. 40 ff.) zurück. Der Gutachter untersucht für die beiden oben genannten Szenarien die Veränderung von Marktanteilen der Marktakteure sowie Konzentrationsindizes und vergleicht diese mit Vorgaben aus dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) beziehungsweise der Europäischen Kommission (Europäische Kommission, 2004/C31/03, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, Rn. 19/20).

(3) Gemäß § 18 Abs. 4 und 6 GWB ist eine marktbeherrschende Stellung eines Unternehmens zu vermuten, wenn der Marktanteil dieses Unternehmens bei mindestens 40% liegt. Als gemeinschaftlich von zwei oder drei Unternehmen beherrscht, gilt ein Markt ab einem Marktanteil von zusammen 50%. Bei vier oder fünf Unternehmen liegt die Grenze bei zwei Dritteln. Zu untersuchen ist demnach, ob im Worst-Case-Szenario einer dieser Schwellenwerte überschritten wird und damit eine Veränderung zum kontrafaktischen Szenario (LNG-Anlage wird nicht errichtet) erfolgt. Die entsprechenden Konzentrationsraten werden mit den Abkürzungen CR1 (Marktanteil des größten Marktakteurs) bis CR5 (kumulierter Marktanteil der fünf größten Marktakteure) bezeichnet.

(4) Die Konzentration im Markt unter Berücksichtigung der Marktanteile aller Akteure (nicht nur der großen) wird anhand des Herfindahl-Hirschmann-Indexes (im Folgenden: HHI) ermittelt. Die Europäische Kommission hat im Rahmen von Fusionskontrollen Schwellenwerte definiert, wann eine Veränderung des HHI als potentiell wettbewerbsschädigend einzustufen ist: Dies kann auf die vorliegende Fragestellung übertragen werden, in dem der HHI mit Ausnahmegenehmigung

mit dem Wert des Indexes im kontrafaktischen Szenario verglichen wird: Führt die Ausnahme genehmigung nicht zu einer „Verschlechterung“ des HHI im Sinne dieser Schwellenwerte (die auch für Abwägungen im Rahmen der Fusionskontrolle herangezogen werden), so ist davon auszugehen, dass die Ausnahme genehmigung für die LNG-Anlage keine negativen Auswirkungen auf den Wettbewerb hat. Die entsprechenden Schwellenwerte sind folgende:

- HHIs unter dem Wert von 1.000 (Punkten) deuten auf Märkte, in denen Wettbewerbsbedenken in der Regel nicht vorliegen (aufgrund hohen Wettbewerbs).
- Liegt der HHI-Wert zwischen 1.000 und 2.000, aber die Veränderung (in diesem Fall durch die Ausnahme genehmigung) bei weniger als 250 Punkten, bestehen ebenfalls in der Regel keine Wettbewerbsbedenken.
- Liegt der HHI-Wert über 2.000, aber die Veränderung (in diesem Fall durch die Ausnahme genehmigung) bei weniger als 150 Punkten, bestehen ebenfalls in der Regel keine Wettbewerbsbedenken.

### 3.7.1.3 Analyse des relevanten Marktes Nordwesteuropa

Nach den durchgeführten Untersuchungen sind keine nachteiligen Auswirkungen auf den Wettbewerb in Nordwesteuropa zu beobachten.

(1) Die Analyse erfolgt, wie oben bereits beschrieben, für die Jahre 2023 und 2030. Zur Ermittlung der Marktanteile im relevanten Markt ist zunächst dessen Umfang zu ermitteln. Auf Basis öffentlich verfügbarer Informationen hat die Beschlusskammer für den geographisch relevanten Markt Nordwesteuropa ein Erdgasaufkommen in Höhe von 3.167 TWh ermittelt. Berücksichtigt wurden dabei Produktionsmengen in dieser Region (vgl. BP Statistical Review of World Energy, 2019, 68th edition, S. 32) sowie Importe bestehend aus Leitungs- und LNG-Importen (a. a. O., S. 40 f.). Die Region Nordwesteuropa mit Dänemark, Deutschland, den Benelux-Ländern, dem Vereinigten Königreich und Frankreich wurde dafür als einheitlicher Markt betrachtet. Importmengen aufgrund eines Gasaustauschs zwischen diesen Ländern blieben bei der Ermittlung des Erdgasaufkommens zur Vermeidung von Doppelzählungen außer Betracht. In einem zweiten Schritt wurde ermittelt, welches Land zu welchem Anteil zur Bereitstellung des Gesamtaufkommens beiträgt. Im letzten Schritt wurden die Marktanteile ermittelt, indem analysiert wurde, welche Marktakteure maßgeblich an der Vermarktung der von den Liefer- und Produktionsländern bereitgestellten Erdgasmengen beteiligt sind (Für die Ermittlung der Marktanteile wurden folgende Quellen verwendet: Norwegen: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/historical-production/#per-company-in-2019> und <https://www.equinor.com/en/what-we-do/natural-gas.html>, Abruf jeweils am 17.04.2020, Russland: <http://www.gazpromexport.ru/en/statistics/>, Katar: [https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC\\_AREA/Publications/giignl\\_annual\\_report\\_2019-compressed.pdf](https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_annual_report_2019-compressed.pdf), Niederlande: Annual report 2018 GasTerra B.V., S. 34, Vereinigtes Königreich: <https://data-ogauthority.open-data.arcgis.com/datasets/oga-field-production-points-pprs-wgs84/data?geometry=->

137.489%2C38.881%2C129.523%2C71.437&selectedAttribute=DGASPRO-KSM&where=UNITTYPDES%20%3D%20%27Dry%20Gas%20Field%27%20AND%20PERIODYR%20%3E%3D%202018%20AND%20PERIODYR%20%3C%3D%202018, nicht barrierefrei und <https://www.centrica.com/content/annual-report/pdf/2018%20Annual%20Report.pdf>, S. 204). Dabei wurde berücksichtigt, dass einige Marktakteure in mehreren Ländern aktiv sind. Des Weiteren wurde für das kontrafaktische Szenario (LNG-Anlage wird nicht errichtet) die Annahme getroffen, dass Marktanteile von Akteuren an der Produktion in einem Land unverändert bleiben. Wenn also beispielsweise für Equinor als größten Marktakteur zur Vermarktung norwegischen Erdgases aktuell (die neuesten oben genannten verfügbaren Informationen betreffen das Jahr 2018) ein Vermarktungsanteil von rund 70% ermittelt wird, dann wird Equinor annahmegemäß auch in den Jahren 2023 und 2030 70% des norwegischen Gases vermarkten. Für das Jahr 2023 wurde sodann auf Basis der von ENTSOG veröffentlichten Informationen zum TYNDP 2018 ermittelt, mit welchem Erdgasaufkommen in diesem Jahr zu rechnen ist. Die Beschlusskammer greift hierzu auf das Szenario Best Estimate Gas Before Coal (GBC) (vgl. [https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/TYNDP/2018/ENTSOG\\_TYNDP\\_2018\\_Scenario\\_Report\\_Demand.xlsx](https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/TYNDP/2018/ENTSOG_TYNDP_2018_Scenario_Report_Demand.xlsx), Abruf am 07.04.2020) zurück, für das Prognosewerte hinsichtlich des Erdgasbedarfs für die Jahre 2020 und 2025 angegeben werden. Werte für das Jahr 2023 werden durch Interpolation ermittelt. Die Best Estimate-Szenarien basieren auf Informationen der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber und berücksichtigen alle derzeit bestehenden nationalen sowie europäischen Regularien. Hinsichtlich des Jahres 2025 wurde basierend auf Stellungnahmen verschiedener Interessengruppen eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die Unsicherheiten hinsichtlich der Kostenentwicklung beim Einsatz der unterschiedlichen Energieträger aufgreift. Dies führt zu zwei Varianten des Best Estimate-Szenarios, die sich bezüglich der Einsatzreihenfolge von Energieträgern im Kraftwerksbereich unterscheiden. Im Szenario Best Estimate Coal Before Gas (CBG) wird angenommen, dass Kohle in der Einsatzreihenfolge vor Erdgas steht, während sich im Szenario Best Estimate GBC die Reihenfolge zugunsten des Einsatzes von Erdgas verschiebt (ENTSOs TYNDP 2018 Final Scenario Report ANNEX II Methodology, S. 14 f.). Aus Sicht der Beschlusskammer ist letzteres Szenario für die hier durchzuführende Wettbewerbsanalyse bezüglich der Region Nordwesteuropa besser geeignet, da in dieser Region derzeit (2018) schon mehr Erdgas als Kohle zur Stromerzeugung verwendet wird (vgl. Eurostat, Erzeugung von Elektrizität und abgeleiteter Wärme nach Brennstoff [nrg\_bal\_peh], Stand: 20.05.2020) und vor dem Hintergrund des in Deutschland beschlossenen Ausstiegs aus der Kohleverstromung eine Umkehr dieses Verhältnisses unwahrscheinlich ist. Darüber hinaus wird bei allen Szenarien im Rahmen des TYNDP 2018 für das Jahr 2030 eine Einsatzreihenfolge angenommen, in der Erdgas weiter nach vorne rückt, sodass es aus Sicht der Beschlusskammer schlüssig erscheint, für 2025 von einem Szenario auszugehen, dass diese Entwicklung bereits vorzeichnet. Zu berücksichtigen ist, dass die Werte aus dem TYNDP 2018 nicht das prognosti-



zierte Erdgasaufkommen, sondern den prognostizierten Bedarf darstellen. Da in dieser Wettbewerbsanalyse auf das Erdgasaufkommen abgestellt wird, hat die Beschlusskammer auf Basis der Bedarfsprognose im TYNDP 2018 ein wahrscheinliches Erdgasaufkommen für 2023 ermittelt. Die Berechnung ergibt einen Wert in Höhe von 3163 TWh. Bezüglich des Jahres 2030 greift die Beschlusskammer auf den im TYNDP 2018 prognostizierten Bedarf aus dem Szenario Sustainable Transition zurück. Die Beschlusskammer hat sich für dieses Szenario entschieden, weil für viele der betrachteten Parameter ein moderater Entwicklungspfad ohne wesentliche strukturelle Umbrüche angenommen wird. Dennoch wird das Dekarbonisierungsziel der EU für 2030 erreicht. Demgegenüber erachtet die Beschlusskammer die Eintrittswahrscheinlichkeit der anderen beiden im TYNDP 2018 betrachteten Szenarien Global Climate Action und Distributed Generation als geringer, da hier Annahmen zur Entwicklung einiger Parameter enthalten sind, deren mittelfristige Realisierung sich aus heutiger Sicht noch nicht abzeichnet. Hinter dem Szenario Global Climate Action steht die Erwartung einer globalen Anstrengung zur schnellstmöglichen Dekarbonisierung. Es wird angenommen, dass ein globales Handelssystem für Emissionszertifikate etabliert wird. Die Stromerzeugung mittels Wind- und Solarkraftwerken wächst ebenso mit hohen Wachstumsraten wie die strombasierte Wärmeerzeugung im Wohnbereich. Das Szenario Distributed Generation basiert auf der zentralen Annahme, dass in einem dezentralisierten System Verbraucher gleichzeitig auch Energieproduzenten sein werden. Durch intelligent vernetzte, bivalent betriebene Verbraucheranlagen, werden Endkonsumenten in die Lage versetzt, in Abhängigkeit von Marktbedingungen den Einsatz von Energieträgern zu steuern und in hohem Maß flexibel auf Lastveränderungen im Netz zu reagieren. Die Beschlusskammer stellt mit der Wahl des Szenarios Sustainable Transition nicht die Sinnhaftigkeit der Annahmen in den anderen beiden Szenarien infrage. Unter Umständen ist die Realisierung dieser Annahmen (mindestens zum Teil) sogar erforderlich, um die langfristigen CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele der EU bis 2050 zu erreichen. Hinsichtlich des für die hier durchzuführende Wettbewerbsanalyse gewählten Betrachtungszeitraums bis 2030 sind aus Sicht der Beschlusskammer aber die Annahmen aus dem Szenario Sustainable Transition besser geeignet. Ausgehend von dem in diesem Szenario ausgewiesenen Bedarf wird analog zur Vorgehensweise bezüglich des Jahres 2023 anhand eigener Berechnungen ein Wert für das Erdgasaufkommen im Jahr 2030 ermittelt. Dieser beträgt 3190 TWh.

(2) Auch für die Frage, welche Liefer- und Produktionsländer in welchem Ausmaß an der Bereitstellung dieses Erdgasaufkommens beteiligt sind, greift die Beschlusskammer auf veröffentlichte Daten im Rahmen des TYNDP 2018 zurück (vgl. [https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/TYNDP/2018/entsog\\_tyndp\\_2018\\_Final\\_Scenario\\_Report\\_Supply.xlsx](https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/TYNDP/2018/entsog_tyndp_2018_Final_Scenario_Report_Supply.xlsx), Abruf am 07.04.2020). Während für EU-Mitgliedstaaten eindeutige Prognosen für die Erdgasproduktion angegeben werden, sind für Lieferländer außerhalb der EU lediglich Minimal- und Maximalwerte bezüglich der Importmengen verfügbar. Diese Importmengen sind außerdem nicht länderspezifisch ausgewiesen, sondern gelten für die EU insgesamt. Konkrete Liefermengen in die Re-

gion Nordwesteuropa können aus diesen Daten also nicht entnommen werden. Die prognostizierten Zeitreihen lassen aber die Entwicklung der Liefermengen erkennen, wobei zunächst abzuschätzen ist, ob für die Lieferregion Nordwesteuropa eine Entwicklung eher gemäß Minimum-Szenario oder eher gemäß Maximum-Szenario als wahrscheinlich angenommen werden kann. Für Norwegen wird in beiden Szenarien ein Rückgang der Liefermengen prognostiziert, der bis 2023 bei etwa 10% im Vergleich zu 2018 liegt. Ab 2025 wird im Minimum-Szenario von einem beschleunigten Rückgang der Liefermengen ausgegangen, sodass bis 2030 mit einem Rückgang um 35,3% gerechnet wird. Im Maximum-Szenario beträgt der Rückgang in 2030 gegenüber 2018 lediglich 15,1%. Der Verlauf der Liefermengenentwicklung ist im Maximum-Szenario weniger linear als im Minimum-Szenario. Nach einer Erhöhung der Liefermengen zu Beginn des Prognosezeitraums folgt in den Jahren 2021 bis etwa 2025 ein relativ starkes Absinken der Liefermengen. Danach verlangsamt sich die Entwicklung und kommt in den Jahren 2029 bis 2031, für die gleichbleibende Liefermengen prognostiziert werden, sogar zum Stillstand. Damit entspricht die Prognose im Maximum-Szenario weitgehend dem Verlauf des vom Norwegian Petroleum Directorate prognostizierten Exportvolumens (vgl. <https://www.norskipetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>, Abruf am 20.04.2020). Die Beschlusskammer hält eine Entwicklung entsprechend des TYNDP-Maximum-Szenarios deshalb für wahrscheinlich und überträgt diese auf die Liefermengen für die Region Nordwesteuropa. Für Russland wird im Minimumszenario ein Rückgang der Liefermengen um 7,2% bis 2023 und 32% bis 2030, jeweils im Vergleich zu 2018, prognostiziert. Im Maximum-Szenario wird hingegen von steigenden Liefermengen ausgegangen, die sich bis 2023 um 6,2% und bis 2030 um 10,5% erhöhen sollen. Im Berichtsteil zum Zahlenwerk des TYNDP 2018 erläutert ENTSG, dass der Rückgang der innereuropäischen Produktion im Wesentlichen durch Lieferungen aus Russland und steigende LNG-Importe aufgefangen werden soll (vgl. TYNDP 2018 Scenario Report, S. 23). Da ca. 80% der innereuropäischen Erdgasproduktion innerhalb der hier abgegrenzten Region Nordwesteuropa erfolgt, ist bei einem Rückgang der innereuropäischen Produktion der Ersatzbedarf in dieser Region stark ausgeprägt. Die Beschlusskammer hält einen Rückgang russischer Gaslieferungen deshalb für unwahrscheinlich und orientiert sich im Rahmen der Wettbewerbsanalyse an der Liefermengenentwicklung wie sie im TYNDP-Maximum-Szenario prognostiziert wird.

(3) In den beiden Betrachtungsjahren 2023 und 2030 reicht die Summe der Lieferungen aus Russland, Norwegen sowie der innereuropäischen Produktion nicht aus, um das prognostizierte Erdgasaufkommen bereitstellen zu können. Da für Russland und Norwegen bereits Annahmen zu den Liefermengen getroffen wurden, die am oberen Rand des wahrscheinlichen Liefermengenkorridors liegen, geht die Beschlusskammer davon aus, dass die Differenz über LNG-Importe ausgeglichen wird. Katar ist derzeit der größte LNG-Importeur bzgl. der Region Nordwesteuropa (vgl. BP Statistical Review of World Energy 2019, 68th edition, S. 40). Konservativ wird angenommen, dass zusätzliches LNG einzig aus Katar geliefert wird. Die Beschlusskammer hat zwar beobachtet, dass in 2019 vermehrt LNG aus Nordamerika an den LNG-Anlagen Nordwesteuropas

gelöscht wurde und hält angesichts der Planungen, weitere Verflüssigungskapazitäten in Nordamerika zu errichten (vgl. IEA, Global Gas Security Review 2019, S. 20), eine weitere Erhöhung der LNG-Lieferungen aus Nordamerika für wahrscheinlich. Eine derartige Entwicklung ist allerdings mit hohen Unsicherheiten behaftet. Dies betrifft die Fertigstellung der geplanten LNG-Anlagen an sich und erst recht das Jahr der Inbetriebnahme. Selbst bei planungsgemäßer Inbetriebnahme der Verflüssigungskapazitäten in Nordamerika, bleibt als Unsicherheitsfaktor noch die Preisentwicklung auf dem Erdgas-/ bzw. LNG-Markt. Nur wenn nordamerikanisches LNG preislich mit anderen Alternativen konkurrieren kann, werden die Liefermengen auch tatsächlich ansteigen. Da zeitgleich auch Katar in den Ausbau seiner Verflüssigungskapazitäten investieren will (vgl. IEA, Global Gas Security Review 2019, S. 20), ist eine zuverlässige Prognose der Liefermengen aus Nordamerika nicht möglich. Die Annahme, dass zusätzliches LNG einzig aus Katar geliefert wird, ist dabei konservativ, weil die Marktposition des ohnehin größten LNG-Importeurs noch verstärkt würde. Wenn die Wettbewerbsanalyse unter diesen Annahmen zu einem positiven Ergebnis kommt, käme sie erst recht zu einem positiven Ergebnis, wenn durch neue LNG-Importeure eine Diversifizierung des Marktes erfolgte.

(4) Aus den benannten Quellen und mit den oben beschriebenen Annahmen lassen sich die Marktanteile der Marktakteure in den Jahren 2023 und 2030 abschätzen. Eine genaue Berechnung erfolgt dabei nur für Marktakteure, die Marktanteile von über 1,8% erreichen. Vereinfachend wurde angenommen, dass der auf sonstige Marktakteure entfallende Anteil prozentual unverändert bleibt. Die Tatsache, dass im kontrafaktischen Szenario (Situation ohne LNG-Anlage) über ein Viertel des Erdgasaufkommens von sonstigen Marktakteuren bereitgestellt wird, die unterhalb der Grenze in Höhe von 1,8% liegen, zeigt bereits, dass der nordwesteuropäische Erdgasmarkt angesichts der sehr heterogen verteilten Produktionsmöglichkeiten gut diversifiziert ist. Aber auch die Tatsache, dass die meisten Indikatorwerte der Konzentrationsraten unter den Schwellenwerten liegen und der HHI mit gut 1.500 Punkten ein eher moderates Niveau hat, deutet auf eine unbedenkliche Wettbewerbssituation hin. Im kontrafaktischen Szenario im Jahr 2023 hat der größte Marktakteur Gazprom einen Marktanteil in Höhe von 30% und liegt damit deutlich unterhalb der Grenze in Höhe von 40%. Equinor als zweitgrößter Marktakteur erreicht einen Marktanteil in Höhe von 23%, wodurch der Schwellenwert für die Konzentrationsrate CR2 in Höhe von 50% überschritten wird. Die Gruppe der fünf größten Marktakteure wird von Shell, Qatar Petroleum und den Niederlanden komplettiert, die jeweils um ca. 5% Marktanteil aufweisen.

Der HHI liegt im kontrafaktischen Szenario 2023 in einem Bereich zwischen 1.541 und 1.550 Punkten. Da wie oben beschrieben eine Berechnung der Marktanteile für Marktakteure mit Anteilen unter 1,8% nicht erfolgt, kann auch kein einzelner HHI berechnet werden. Je nach Verteilung der Marktanteile in der Gruppe „Sonstige“ ergeben sich unterschiedliche HHIs. Es wird daher eine Bandbreite angegeben.

(5) In Szenario 1 kontrahiert Qatar Petroleum als der derzeit größte LNG-Importeur sämtliche Kapazitäten der LNG-Anlage in Höhe von rund 89 TWh/a. Da das Erdgasaufkommen annahmegemäß unverändert bleibt, müssen die Liefermengen der anderen Importeure und innereuropäischen Produzenten reduziert werden. Welcher Marktakteur welchen Teil der Reduktionslast tragen wird, ist spekulativ. Die Beschlusskammer hat deshalb zwei Varianten untersucht, die im Ergebnis jedoch keinen relevanten Einfluss auf das Resultat der Wettbewerbsanalyse haben. In der ersten Variante erfolgt eine pro rata-Einkürzung der Liefermengen der übrigen Marktteure, während der zweiten Variante die Annahme zugrunde liegt, dass die niederländische Produktion stärker zurückgefahren wird als derzeit geplant, und insofern die Reduktion um 89 TWh/a alleinig von den Marktakteuren, die an der Vermarktung der niederländischen Produktion beteiligt sind, getragen wird. Variante 2 käme dann zum Tragen, wenn sich die Erdbebenproblematik im Gebiet Groningen verschärft und die Reduzierung der dortigen Förderung schneller vollzogen werden muss, als derzeit geplant.

(6) Bezüglich des Jahres 2023 sind die Veränderungen der Marktanteile und die Werte der darauf basierenden Indikatoren unkritisch. In beiden Varianten steigt der Marktanteil von Qatar Petroleum um etwa 3%-Punkte, wodurch Qatar Petroleum zum drittgrößten Marktakteur wird. In Variante 1 geht dies zulasten der Marktanteile von Gazprom, Equinor und „Sonstige“, die Einbußen von jeweils rund 1%-Punkt erfahren. Im Fall der Variante 2 sinken dagegen die Marktanteile von Shell, den Niederlanden und Exxon Mobil um jeweils rund 1%-Punkt. Durch diese insgesamt eher geringen Veränderungen der Marktanteile, ändern sich die Werte der Konzentrationsraten CR1 bis CR5 kaum. Die Konzentrationsraten CR2 und CR3 liegen über dem Schwellenwert, ab dem eine gemeinschaftliche Marktbeherrschung angenommen wird (50%). Dies stellt aber keine Verschlechterung der Wettbewerbssituation dar, da bereits im kontrafaktischen Szenario der Schwellenwert überschritten wird. Der Indikator CR5 liegt im kontrafaktischen Szenario noch genau auf dem Schwellenwert und übersteigt diesen um etwa einen Prozentpunkt in beiden Varianten des Szenario 1. Da jedoch gleichzeitig andere Konzentrationsindikatoren sinken, kann daraus keine generelle Verschlechterung der Wettbewerbssituation abgeleitet werden. Die Veränderung des HHI ist abhängig von der betrachteten Variante, insgesamt aber so gering (zwischen minus 56 und plus 13 Punkte), dass die Veränderung vernachlässigbar ist. Im Bereich 1000 bis 2000 Punkte wäre eine Erhöhung um bis zu 250 Punkte unbedenklich.

(7) Im kontrafaktischen Szenario bezüglich des Jahres 2030 spiegeln sich die Modellannahmen wider. Für Gazprom wurde eine Steigerung der Liefermengen angenommen, was sich an einem leicht höheren Marktanteil (31%) bemerkbar macht. Die Prognose zu rückläufigen Liefermengen aus Norwegen führt zu einem leicht geringeren Marktanteil in Höhe von 22% statt 23% für Equinor. Shell, Exxon Mobil und die Niederlande verlieren ebenfalls Marktanteile, da sich die Produktionskürzungen sowohl in den Niederlanden als auch im Vereinigten Königreich bemerkbar machen. Die Lücke zwischen dem prognostizierten Erdgasaufkommen und den aus Russland, Norwegen

sowie der Eigenproduktion zur Verfügung stehenden Mengen vergrößert sich bis zum Jahr 2030, sodass die per LNG bereitgestellte Menge ansteigt. Dies verhilft Qatar Petroleum zu einem höheren Marktanteil in Höhe von 7% im Vergleichsszenario 2030. Der HHI liegt mit knapp 1.560 Punkten auf einem ähnlichen Niveau wie im Jahr 2023. Die Verschiebung der Marktanteile durch die Buchung der gesamten Kapazität der LNG-Anlage durch Qatar Petroleum ist bis auf geringe Unterschiede im Nachkommastellenbereich identisch mit der Verschiebung bezüglich des Jahres 2023 und damit ebenfalls unkritisch. Die Wettbewerbswirkung der Ausnahmegenehmigung kann in Szenario 1 somit als neutral zusammengefasst werden.

(8) In Szenario 2 wird angenommen, dass Gazprom sämtliche Kapazitäten der LNG-Anlage kontrahiert. Dies ist die einzige Veränderung im Vergleich zu Szenario 1, sodass auch in Szenario 2 wieder zwei Varianten hinsichtlich der Verteilung der Reduktionslast betrachtet werden. Der Marktanteil Gazproms steigt von 30% im kontrafaktischen Szenario auf 33%. In Variante 1 wird entsprechend der Marktanteile in Höhe von zusammen rund 50% ein wesentlicher Teil der Reduktionslast von Equinor und der Gruppe „Sonstige“ getragen, deren Marktanteil jeweils um ca. 1%-Punkt sinkt. Die Marktanteile der übrigen Marktakteure bleiben nahezu unverändert. In Variante 2 verlieren die an der niederländischen Produktion beteiligten Marktakteure Shell, die Niederlande und Exxon Mobil jeweils rund 1%-Punkt ihres jeweiligen Marktanteils. Auch wenn Gazprom in Szenario 2 und bezogen auf das Jahr 2023 ihren Marktanteil auf 33% erhöhen kann, besteht weiterhin ein deutlicher Abstand zur kritischen Grenze in Höhe von 40%, sodass nicht von einer marktbeherrschenden Stellung auszugehen ist. Die Konzentrationsraten CR2 und CR3 werden zwar in beiden Varianten überschritten, was wie in Szenario 1 aber keine Verschlechterung der Wettbewerbssituation gegenüber dem kontrafaktischen Szenario darstellt, da die 50%-Grenze bereits in ebendiesem überschritten wurde. Ansonsten ist festzustellen, dass die Veränderungsrate der Konzentrationsraten CR1 bis CR5 im Gegensatz zu Szenario 1 eine einheitliche Tendenz in Richtung einer Erhöhung zeigen, wobei die Veränderungsraten sehr klein sind und sich insofern eine eindeutige Verschlechterung der Wettbewerbssituation nicht ableiten lässt. Die Veränderung des HHI ist mit bis zu 155 Punkten zwar höher als in Szenario 1, liegt aber immer noch deutlich unterhalb des Wertes, ab dem eine Verschlechterung der Wettbewerbssituation vermutet werden kann (250 Punkte). Insgesamt ist also festzustellen, dass auch in Szenario 2 für das Jahr 2023 keine Indikation vorliegt, die auf eine Verschlechterung der Wettbewerbssituation schließen ließe.

(9) Die Wettbewerbsanalyse in Szenario 2 für das Jahr 2030 liefert nur unwesentlich andere Indikatorwerte als für das Jahr 2023. Insofern sind die oben getroffenen Schlussfolgerungen übertragbar, wodurch auch für Szenario 2 die Gesamtbewertung aus Szenario 1 gültig ist: Die Wettbewerbswirkung der Ausnahmegenehmigung im relevanten Markt Nordwesteuropa ist als neutral zu bezeichnen. Nachteilige Auswirkungen auf den Wettbewerb in Nordwesteuropa lassen sich demnach nicht feststellen.

### 3.7.1.4 Analyse des enger abgegrenzten nationalen Marktes

Wenn man den relevanten Markt unter Berücksichtigung der bisherigen Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes, wonach der Gasgroßhandelsmarkt räumlich mindestens deutschlandweit abzugrenzen ist (vgl. Bundeskartellamt, B8-69/14, Rn. 97ff.) und den Vorgaben der Europäischen Kommission aus dem Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 83 ff.) enger auf Deutschland bezogen abgrenzen würde, könnten sich bei Eintritt der zugrundeliegenden Annahmen nachteilige Wirkungen auf den Wettbewerb in Deutschland derzeit nur in dem hypothetischen Szenario 2 ergeben. Unter Berücksichtigung der auf Verlangen der Europäischen Kommission auferlegten Buchungsbeschränkung für potentiell marktbeherrschende Unternehmen (Tenor zu 9.) können nachteilige Auswirkungen auf den Wettbewerb durch die Gewährung der Ausnahme-genehmigung jedoch auch bei Annahme eines rein national abgegrenzten Marktes im hypothetischen Szenario 2 für die Zukunft wirksam ausgeschlossen werden. Denn die Buchungsbeschränkung verhindert eine Buchung von mehr als 45 % der Jahresdurchsatzkapazität der LNG-Anlage durch ein potentiell marktbeherrschendes Unternehmen und damit den Eintritt des wettbewerbs-abträglichen Szenarios 2. Damit ist noch keine Feststellung verbunden, ob und inwieweit bestimmte Unternehmen auf konkreten Märkten derzeit bereits über eine marktbeherrschende Stellung verfügen oder möglicherweise in Zukunft verfügen werden.

(1) In diesem Abschnitt erfolgt eine Wettbewerbsanalyse für den theoretischen Fall eines enger abgegrenzten Marktes, der auf Deutschland beschränkt ist. In solch einem Fall würde es keinen nennenswerten grenzüberschreitenden Handel (mit Ausnahme der Importe) geben. Akteure auf dem deutschen Markt agierten unbeeinflusst von Preisdifferenzen zu benachbarten Märkten und ließen die vorhandenen Transportkapazitäten an den Grenzübergangspunkten ungenutzt. Das Ziel der Europäischen Union, einen einheitlichen Binnenmarkt für Erdgas zu erreichen, läge also noch in weiter Ferne. Unter diesen Annahmen ist ein ausgeprägter Handel mit Erdgas unwahrscheinlich, sodass für die Wettbewerbsanalyse nicht auf das handelbare Erdgasaufkommen (Importe plus inländische Produktion), sondern auf den inländischen Erdgasverbrauch (Erdgasaufkommen abzüglich Export) abzustellen ist. Hintergrund dieser Überlegung ist, dass ohne Handelsmöglichkeit auch nicht mehr Erdgas importiert würde, als im Inland absetzbar wäre. Diese Modellannahmen bedeuten für die Betrachtungsjahre 2023 und 2030, dass die durch eine Reduktion der inländischen Produktion sowie des Imports aus den Niederlanden entstehende Versorgungslücke durch eine Erhöhung der Liefermengen aller anderen Importeure ausgeglichen wird. Die aus dem Supply Scenario des TYNDP 2018 ableitbaren Indikationen zum Lieferpotenzial der Lieferländer finden dabei Beachtung, soweit dies möglich ist. Annahmegemäß erfolgt keine Erschließung neuer Versorgungswege, wie beispielsweise der Kontrahierung von Gasmengen, die als LNG an den LNG-Anlagen der nordwesteuropäischen Nachbarstaaten gelöscht werden. Um solche Gasmengen nutzen zu können, wäre ein grenzüberschreitender Handel von Gasmengen

jenseits der jeweiligen Produktionsmengen notwendig. Eine Grundannahme des Modells zum enger abgegrenzten nationalen Markt besteht aber eben darin, dass ein solcher Handel nicht erfolgt. Die Limitierung auf bestehende Lieferländer zum Ausgleich der Versorgungslücke bedingt, dass insbesondere die für Gazprom und Equinor prognostizierten Liefermengen im Jahr 2030 deutlich über dem Niveau liegen, das aus den Liefermengenentwicklungspfaden für Russland und Norwegen im Supply Scenario des TYNDP 2018 ableitbar wäre. Eine Abweichung vom Supply Scenario des TYNDP 2018 erachtet die Beschlusskammer allerdings nicht als gravierend, da schon die Grundannahme eines auf Deutschland beschränkten Marktes nicht mit den Annahmen des TYNDP vereinbar ist. Die Verteilung der zu liefernden Mehrmengen erfolgt pro rata entsprechend den bisherigen Marktanteilen. Marktakteure mit hohen Marktanteilen steuern dementsprechend auch einen hohen Anteil zur Schließung der Versorgungslücke bei. Ansonsten bleibt die Vorgehensweise bei der Wettbewerbsanalyse im Vergleich zur Analyse des relevanten nordwesteuropäischen Marktes unverändert. Es werden also wieder die beiden Szenarien betrachtet, in denen der größte Importeur von LNG bzw. der derzeit größte Marktakteur die komplette Kapazität der LNG-Anlage für den kompletten Ausnahmezeitraum kontrahieren. Bestehen bleibt auch die Annahme, dass die LNG-Mengen dem Markt nicht zusätzlich zur Verfügung stehen, sondern andere Mengen verdrängen. Hinsichtlich der Frage, wie sich diese Reduktionslast auf die übrigen Marktakteure verteilt, werden wieder die beiden Varianten „Gleichmäßige Verteilung“ bzw. „NL trägt Reduktionslast“ betrachtet. Hierbei ist anzumerken, dass die planmäßige Reduktion der Erdgasimporte aus den Niederlanden nach Deutschland dazu führt, dass im Jahr 2030 ohnehin kein Erdgas mehr importiert wird (vgl. FNB Gas, Netzentwicklungsplan 2018-2028, S. 107). Die Variante, dass die Reduktionslast allein durch eine Reduktion der niederländischen Importmengen getragen wird, entfällt also für die Betrachtung des Jahres 2030. Zur Ermittlung der Marktanteile der Akteure auf dem deutschen Markt greift die Beschlusskammer zusätzlich zu den schon genannten Quellen auch auf vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle veröffentlichte Daten zum Aufkommen und Export von Erdgas (vgl. [https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas\\_entwicklung\\_1991.xlsm;jsessionid=8B845E57B088ED2C0966CB936F0B07AA.1\\_cid387?\\_\\_blob=publicationFile&v=22](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_entwicklung_1991.xlsm;jsessionid=8B845E57B088ED2C0966CB936F0B07AA.1_cid387?__blob=publicationFile&v=22), Abruf am 24.05.2020), den statistischen Bericht des Jahres 2019 des Bundesverbandes Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (zur Ermittlung der Aufteilung der inländischen Produktion auf die Marktakteure, vgl. Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., Statistischer Bericht 2019, S. 9) sowie öffentlich verfügbare Informationen zu Unternehmensstrukturen der Marktakteure (ebenfalls zur Ermittlung der Aufteilung der inländischen Produktion auf die Marktakteure, vgl. Internetauftritte der BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, <http://www.beb.de/about.html>, Abruf am 19.05.2020, der Wingas GmbH, <https://www.wingas.com/unternehmen/ueber-wingas/shareholder.html>, Abruf am 19.05.2020 und der Exxon Mobil Corporation, <https://corporate.exxonmobil.com/Company/Who-we-are>, Abruf am 19.05.2020) zurück.

(2) Als Ergebnis ist zunächst festzustellen, dass der auf Deutschland beschränkte Erdgasmarkt schon im kontrafaktischen Szenario (also einer Situation ohne LNG-Anlage) ein wesentlich höheres Konzentrationsniveau im Vergleich zum relevanten Markt aufweist. Für das Jahr 2023 wird für Gazprom ein Marktanteil in Höhe von 45% ermittelt. Der Grenzwert in Höhe von 40%, ab dem eine marktbeherrschende Stellung vermutet wird, wird damit deutlich überschritten. Equinor als zweitgrößter Akteur erreicht einen Marktanteil in Höhe von 26%. Auch der Wert für das Konzentrationsniveau CR2 liegt also deutlich über dem Grenzwert (50%). Die Werte für die Konzentrationsraten CR3 bis CR5 liegen ebenfalls in einem Bereich, der auf eine kritische Wettbewerbssituation schließen lässt. Die fünf größten Anbieter decken rund 96% des Marktes ab. Mit 2.939 Punkten bestätigt der HHI das hohe Konzentrationsniveau bezüglich des kontrafaktischen Szenarios im Jahr 2023. Da die fünf größten Marktakteure 96% des Marktes abdecken, entfallen auf sonstige Akteure lediglich 4%. Die Verteilung der Marktanteile in der Gruppe „Sonstige“ hat daher keinen relevanten Einfluss auf die Höhe des HHI. Im Gegensatz zum Vorgehen bei der Betrachtung des relevanten Marktes Nordwesteuropa, erfolgt deshalb hier keine Ermittlung einer Spanne für den Wert des HHI. Der Ausbau der Marktanteile Gazproms von rund 34% im Jahr 2018 auf 45% im Jahr 2023 liegt vor allem daran, dass zurückgehende inländische Produktionsmengen und ein im Vergleich zu 2018 um etwa 40% reduzierter Import aus den Niederlanden vor allem durch russische Gaslieferungen ausgeglichen werden. Der Markteintritt eines neuen Akteurs in einen derart konzentrierten Markt sorgt für eine erhebliche Verbesserung der Wettbewerbssituation. Wenn in Szenario 1 Qatar Petroleum 100% der Kapazität der LNG-Anlage bucht, sinkt der Marktanteil Gazproms auf 40% und erreicht damit gerade den im GWB genannten Schwellenwert. Auch wenn die Werte der weiteren Konzentrationsraten weiterhin über den jeweiligen Schwellenwerten liegen, zeigt der um über 500 Punkte gesunkene HHI, dass sich die Wettbewerbssituation auch mit Ausnahme genehmigung deutlich verbessert, wenn ein neuer Marktakteur auftritt. Die genannten Zahlen gelten für die Variante, dass die Reduktionslast gleichmäßig auf alle Marktakteure verteilt wird. In der Variante, dass allein die Liefermengen aus den Niederlanden reduziert werden, entfällt die wettbewerbsfördernde Wirkung eines zusätzlichen Marktakteurs nahezu vollständig, da die beiden größten Akteure ihre Marktanteile beibehalten. Qatar Petroleum tritt in dieser Variante quasi an die Stelle der Niederlande als Marktakteur. Der Marktanteil von Qatar Petroleum nach dem Markteintritt liegt bei 11% und damit auf einem ähnlichen Niveau, wie das der Niederlande im Vergleichsszenario (9%). Ein derartiger Positionstausch hat aber keinen nennenswerten Einfluss auf die berechneten Indikatoren.

(3) Die Entwicklung, die zur Festigung der Marktposition Gazproms im Jahr 2023 beigetragen hat, setzt sich bis zum Jahr 2030, in dem kein Import niederländischen Gases mehr erfolgt, mit dem Resultat fort, dass Gazprom im kontrafaktischen Szenario einen Marktanteil in Höhe von 59% hat. Equinor kommt auf einen Marktanteil in Höhe von 31%, sodass beide Akteure zusammen bereits eine 90%-ige Marktabdeckung erreichen. Der Markteintritt von Qatar Petroleum reduziert den HHI um 822 Punkte und indiziert damit eine deutliche Verbesserung der Wettbewerbssituation. Mit



3.681 Punkten ist der HHI aber immer noch sehr hoch und auch sämtliche Konzentrationsraten liegen weiterhin deutlich über den Grenzwerten ab denen eine marktbeherrschende Stellung der Marktakteure vermutet wird. Diese aus wettbewerblicher Sicht bedenkliche Situation stellt sich aber nicht wegen der Erteilung der Ausnahmegenehmigung ein. Vielmehr ist der Markt schon im kontrafaktischen Szenario derart konzentriert, dass die Marktmacht der etablierten Akteure auch dann nicht wirkungsvoll gebrochen werden kann, wenn ein neuer Marktakteur über die Kontrahierung der Kapazitäten der LNG-Anlage in den Markt eintritt.

(4) Anders stellt sich die Situation dar, wenn Gazprom als größter Marktakteur die gesamte Kapazität der LNG-Anlage bucht. Bezogen auf das Jahr 2023 liegt der Marktanteil Gazproms gegenüber dem kontrafaktischen Szenario um 11%-Punkte höher bei dann 56%. Der HHI steigt um 792 Punkte auf einen Wert von 3.731 Punkten. Auch bei Betrachtung des Jahres 2030 verschlechtert sich die Wettbewerbssituation, wenn Gazprom die gesamte Kapazität der LNG-Anlage bucht. Aus wettbewerblicher Sicht wäre die Erteilung einer Ausnahmegenehmigung also abzulehnen, wenn Gazprom die gesamte Kapazität der LNG-Anlage kontrahiert und der Markt tatsächlich so abgegrenzt werden kann, wie oben beschrieben.

(5) Von den insgesamt 14 untersuchten Marktkonstellationen sind damit lediglich die drei Kombinationen aus einem auf Deutschland beschränkten Markt und dem Szenario 2 (Gazprom kontrahiert die gesamte Kapazität) als derart kritisch zu beurteilen, dass eine ablehnende Bescheidung des Antrags auf eine Ausnahmegenehmigung in Erwägung zu ziehen wäre. Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Kombinationen ist aus Sicht der Beschlusskammer aber sehr gering. Zum einen ist bereits die Annahme eines auf Deutschland beschränkten Marktes hypothetischer Natur, weil wesentliche Teile der europäischen Energierechtsnormen (Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Fernleitungsverordnung) und darauf beruhende Netzkodizes (network codes), s. Art. 6 ff. der Fernleitungsverordnung) außer Kraft gesetzt sein müssten. Darüber hinaus ist Gazprom nach dem Ergebnis des Interessenbekundungsverfahrens nicht als Interessent bzw. potentieller Nutzer in die Vertragsverhandlungen zum Erwerb von Kapazitäten der LNG-Anlage in Brunsbüttel involviert. Das Interessenbekundungsverfahren soll nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG bei der Bewertung nachteiliger Auswirkungen auf den Wettbewerb berücksichtigt werden. Gazprom könnte also allenfalls Restkapazitäten, die bei der Erstvermarktung keinen Abnehmer gefunden haben, oder kurzfristige Kapazitäten (siehe Tenor zu 6., 7. und 8.) erwerben. Letztere haben eine Laufzeit von maximal einem Jahr und müssten bei dem Wunsch einer längerfristigen Kontrahierung Jahr für Jahr in Konkurrenz zu anderen Interessenten neu erworben werden.

(6) Aus den genannten Gründen – geringe Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios 2 und fortschreitende Verwirklichung des Binnenmarktes – war die Beschlusskammer in der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung zu dem Ergebnis gekommen, dass insgesamt keine wettbewerblichen Bedenken gegen die Erteilung der beantragten Ausnahmegenehmigung sprechen. Demgegen-

über hält die Europäische Kommission eine Buchungsbeschränkung – auch für den Sekundärmarkt und die Kurzfristvermarktung – für erforderlich, um eine weitere Stärkung der Stellung (potentiell) marktbeherrschender Unternehmen durch Buchungen von Terminalkapazitäten von mehr als 45 % der Jahresdurchsatzkapazität auch für die Zukunft auszuschließen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 87, 92, 94 und 101). Auch wenn der Eintritt des wettbewerbsabträglichen Szenarios 2 derzeit unwahrscheinlich sei, könne er nicht vollständig ausgeschlossen werden (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 87). Zwar könnten die gute Vernetzung der Mitgliedstaaten in Nordwesteuropa und aktuell beträchtliche freie Kapazitäten für einen geografisch weiter gefassten, nordwesteuropäischen Markt sprechen. Für den beträchtlichen Zeitraum der Ausnahme von 25 Jahren könnte es allerdings aufgrund der erheblichen zu erwartenden Veränderungen auf den Energiemärkten, des Rückgangs der Bedeutung von fossilen Brennstoffen und einer möglichen Umwidmung von Gasinfrastrukturen für eine Wasserstoffnutzung zu einer Verknappung von Transportkapazitäten kommen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 85). Die Vorgabe einer Buchungsbeschränkung sei auch verhältnismäßig, da sie nur für den Fall des unwahrscheinlichen Eintritts des beschriebenen worst case-Szenarios 2 eine tatsächliche Wirkung entfalte (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 87).

Nach Art. 3 des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) wird die Beschlusskammer daher verpflichtet, in der Ausnahmegenehmigung für Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung auf einen rein national abgegrenzten deutschen Markt eine Beschränkung für Buchungen auf eine Höhe von max. 45 % der jährlichen Gesamtkapazität der LNG-Anlage vorzusehen. Die Buchungsbeschränkung bezieht sich dabei auf alle Arten von Kapazitätsbuchungen, einschließlich kurzfristiger Kapazitäten und auf dem Sekundärmarkt gehandelter Kapazitäten (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Art. 3 und Rn. 92). Die in Tenor zu 9.) tenorierte Buchungsbeschränkung dient der Umsetzung dieser Verpflichtung. Sie stellt sicher, dass sich die Ausnahme auch im Falle des derzeit unwahrscheinlichen worst case-Szenario 2 nicht nachteilig auf den Wettbewerb auswirken kann. Eine Feststellung, ob und inwieweit bestimmte Unternehmen auf konkreten Märkten derzeit bereits über eine marktbeherrschende Stellung verfügen oder möglicherweise in Zukunft verfügen werden, ist hiermit noch nicht verbunden.

(6) Zusammenfassend bestehen daher aus Sicht der Beschlusskammer und der Europäischen Kommission keine wettbewerblichen Bedenken, die gegen eine Erteilung der beantragten Ausnahmegenehmigung sprechen. Dabei ist neben der Buchungsbeschränkung für marktbeherrschende Unternehmen (siehe Abschnitt 3.8.6) zudem zu berücksichtigen, dass der Antragstellerin wirksame Engpassmechanismen gegen die Hortung von Kapazitäten auferlegt wurden, die insbesondere einen dauerhaften diskriminierungsfreien Drittzugang in Höhe von 10% der jährlichen

Durchsatzkapazität auf kurzfristiger Basis über die gesamte Dauer der Ausnahmegenehmigung sicherstellen (vgl. hierzu unter Abschnitt 3.8, insb. 3.8.5).

### **3.7.2 Auswirkung auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes**

Die Ausnahmegenehmigung wirkt sich nicht nachteilig auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes aus (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 Alt. 2 EnWG).

#### **3.7.2.1 Keine nachteiligen Wirkungen auf den Erdgasbinnenmarkt**

Wie bereits in Abschnitt 3.2.1 ausgeführt, ist eine Investition in physische Infrastruktur, die den Zugang zu zusätzlichen Gasquellen oder Gasmengen ermöglicht, per se wettbewerbsfördernd und damit auch förderlich für das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes, dessen Kernziel die Förderung grenzüberschreitenden Handels ist (vgl. Erwägungsgrund (1) der Verordnung (EG) Nr. 715/2009). Durch die geplante LNG-Anlage können zusätzliche Gasmengen von außerhalb der Europäischen Union importiert werden und somit die Liquidität an europäischen Handelspunkten, mindestens aber am zukünftigen deutschen Handelspunkt Trading Hub Europe (THE), erhöhen. Das Angebot neuer Kapazitäten an einer LNG-Anlage eröffnet neuen Marktteilnehmern den Zutritt zum europäischen Erdgasmarkt und kann so den Wettbewerb erhöhen. Dieser Effekt wird durch die Möglichkeit eines dauerhaft gesicherten, kurzfristigen Zugangs zu 10% der jährlichen Durchsatzkapazität der LNG-Anlage (vgl. Regeln zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement in Tenor zu 5. bis 8. und Abschnitt 3.8.5) gesichert. Ein wettbewerbsfördernder Effekt der LNG-Anlage für den relevanten deutschen bzw. nordwesteuropäischen Markt träte aber selbst dann ein, wenn die Kapazität der geplanten LNG-Anlage ausschließlich an etablierte Marktteilnehmer vergeben würde. Eine wettbewerbsabträgliche Wirkung im hypothetischen Fall einer Buchung vom mehr als 45% der jährlichen Gesamtkapazität der LNG-Anlage durch ein Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung auf einem national abgegrenzten deutschen Markt wird dabei wirksam durch die tenorierte Buchungsbeschränkung (Tenor zu 9.) ausgeschlossen (siehe Wettbewerbsanalyse in Abschnitt 3.7.1). Die Antragstellerin hat dargelegt, dass die Investition ohne Ausnahmegenehmigung nicht erfolge (siehe dazu Abschnitt 3.4). Insofern hat die Ausnahmegenehmigung nicht nur keine nachteilige Auswirkung auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes, sie ist sogar eine Voraussetzung für die Realisierung der beschriebenen positiven Effekte.

#### **3.7.2.2 Prinzip der Energiesolidarität**

Das nach dem Gericht der Europäischen Union (EuG) in einem derzeit noch nicht rechtskräftigen Urteil vom 10.09.2019 (Az. T-883/16) im Rahmen einer Ausnahmegenehmigung zu berücksichtigende Prinzip der Energiesolidarität ist vorliegend auch nicht im Hinblick auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes verletzt (vgl. zum Grundsatz der Energiesolidarität unter dem

Aspekt Versorgungssicherheit der anderen Mitgliedstaaten unter Abschnitt 3.2.2.8). Gleichzeitig deckt die im Rahmen der Energiesolidarität erfolgte Prüfung inhaltlich auch die Frage nach nachteiligen Auswirkungen auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze oder auf die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union ab, die durch die Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 Eingang in Art. 36 Abs. 1 lit. e) Alt. 3 und 4 Richtlinie 2009/73/EG (neue Fassung) gefunden haben (vgl. zu diesen Aspekten des Prinzips der Energiesolidarität bereits unter Abschnitt 3.2.2.8). Daher kann offenbleiben, ob die Genehmigungsvoraussetzung des Art. 36 Abs. 1 lit. e) Richtlinie 2009/73/EG, die eine Prüfung möglicher negativer Auswirkungen der Ausnahmegenehmigung beinhaltet, in seiner alten oder neuen Fassung Anwendung findet, da nachteilige Auswirkungen auch im Rahmen der alten Richtlinienfassung bereits umfassend geprüft wurden.

Nach der im Urteil vom 10.09.2019 vertretenen Auffassung des EuG sind die Union und die Mitgliedstaaten aufgrund des in Art. 194 Abs. 1 AEUV verankerten Grundsatzes der Energiesolidarität dazu verpflichtet, sich darum zu bemühen, die Interessen der anderen Mitgliedstaaten zu berücksichtigen und im Konfliktfall mit den eigenen Interessen gegeneinander abzuwägen. Das Urteil des EuG wird vom EuGH auch im Hinblick auf die Frage, ob Art. 194 Abs. 1 AEUV einen solchen Grundsatz der Energiesolidarität mit dem beschriebenen Inhalt enthält, überprüft. Die Frage kann hier jedoch dahinstehen, da ein solcher Grundsatz im vorliegenden Fall jedenfalls nicht verletzt wäre, da nicht davon auszugehen ist, dass die LNG-Anlage Brunsbüttel den Wettbewerb in den anderen Mitgliedstaaten schwächt.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass negative wettbewerbliche Auswirkungen allenfalls in dem relevanten Markt für Erstabsatz von Erdgas in Nordwesteuropa (Deutschland, Benelux, Dänemark, Vereinigtes Königreich) auftreten können. Außerhalb des relevanten Marktes sind dahingegen keine negativen Auswirkungen zu befürchten, da man annehmen kann, dass der Wettbewerb hier hinreichend unabhängig von den Entwicklungen in Deutschland ist.

Innerhalb des relevanten Marktes wurde bereits im Rahmen der Wettbewerbsanalyse festgestellt, dass der Wettbewerb in den anderen Mitgliedstaaten in hohem Maße diversifiziert ist und es Wettbewerb zwischen vielen Anbietern gibt. Daher wurde im Hinblick auf den relevanten Markt Nordwesteuropas festgestellt, dass selbst in dem äußerst unwahrscheinlichen Fall einer Vergabe der gesamten Kapazität an den größten Anbieter im relevanten Markt (Gazprom) keine signifikante Erhöhung der Marktkonzentration feststellbar ist. Eine wettbewerbsabträgliche Wirkung in dem hypothetischen Szenario 2 (größter Anbieter bucht gesamte Terminalkapazität) auf einem enger abgegrenzten deutschen Markt wird durch die in Tenor zu 9. tenorierte Buchungsbeschränkung wirksam ausgeschlossen.

Damit ist nicht ersichtlich, dass die LNG-Anlage Brunsbüttel unter Berücksichtigung des vom EuG im Urteil vom 10.09.2019 aufgeführten Prinzips der Energiesolidarität den Wettbewerb und das effektive Funktionieren des Energiemarktes in der Union oder den anderen Mitgliedstaaten beein-

trächtigt. Etwas Anderes wurde auch nicht im Rahmen der Anfang 2021 durchgeführten Konsultation der Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten vorgetragen. Die Europäische Kommission kommt in ihrem Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 66 ff.) zu demselben Ergebnis. Nachteilige Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der anderen Mitgliedstaaten und der Europäischen Union (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 Alt. 4 EnWG und Art. 36 Abs. 1 lit. e) Alt. 4 Richtlinie 2009/73/EG, jeweils in der neuen Fassung) wurden bereits unter Abschnitt 3.2.2.8 geprüft.

### **3.7.3 Auswirkung auf das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes, an das die Infrastruktur angeschlossen ist bzw. der betroffenen regulierten Netze**

Die Ausnahmegenehmigung wirkt sich auch nicht nachteilig auf das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes, an das die Infrastruktur angeschlossen ist (§ 28a Abs.1 Nr. 5 Alt. 3 EnWG) bzw. das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze (§ 28a Abs.1 Nr. 5 Alt. 3 EnWG, neue Fassung) aus.

Die Antragstellerin hat einen Antrag auf Kapazitätsausbau nach § 39 GasNZV bei der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH gestellt, damit diese die aus Sicht der Antragstellerin erforderliche Einspeisekapazität in das Fernleitungsnetz zur Verfügung stellen kann, sobald die LNG-Anlage ihren Betrieb aufnimmt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Modellierung im Rahmen der Erarbeitung des NEP 2018 die bei Betrieb der LNG-Anlage erforderlichen Einspeisekapazitäten berücksichtigt. Der NEP verfolgt das Ziel, Maßnahmen zur bedarfsgerechten (und damit effizienten) Optimierung des Netzes bzw. zum bedarfsgerechten und effizienten Ausbau des Netzes zu identifizieren. Bei Berücksichtigung der mit der LNG-Anlage erforderlichen Einspeisekapazitäten im NEP ist somit sichergestellt, dass potentielle Ineffizienzen, wie zum Beispiel die Schaffung und der Betrieb von unnötigen Doppelstrukturen, hinsichtlich des regulierten Netzes, an das die LNG-Anlage angeschlossen wird, vermieden werden.

Dies bestätigt im Ergebnis auch die Europäische Kommission (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 122 ff.).

Die Europäische Kommission weist jedoch darauf hin, dass eine Beeinträchtigung des Funktionierens des betroffenen Netzes zukünftig gegeben sein könnte, wenn bei Inbetriebnahme der LNG-Anlage ein angemessenes Angebot an festen Kapazitäten an der deutsch-dänischen Grenze nicht zur Verfügung stünde. In diesem Fall fordert die Europäische Kommission, dass es der Beschlusskammer erlaubt sein muss, eine Prüfung und ggf. Neubewertung und Änderung bzw. Aufhebung der Ausnahmegenehmigung vorzunehmen (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 125 f.). Durch die nun ausgeweiteten Änderungs- und Aufhebungsvorbehalte in Tenor zu 11. a) steht der Beschlusskammer nun ein umfas-

sendes Handlungsinstrumentarium zur Verfügung, um eine solche Neubewertung, soweit erforderlich, vornehmen zu können. Damit wird gewährleistet, dass sich die Ausnahmegenehmigung nicht nachteilig auf das Funktionieren des dänischen Gasnetzes auswirkt.

Die Europäische Kommission weist zudem darauf hin, dass im Fall des Eintritts des Risikos der Nichtnutzung oder einer geringen Auslastung der LNG-Anlage es nach Ablauf der Ausnahmegenehmigung nicht zu einer Vergemeinschaftung dieser Risiken kommen dürfe (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 127).

Insgesamt ist die Europäische Kommission zutreffend zu dem Ergebnis gekommen, dass auch unter Berücksichtigung der durch die Änderung der Gasrichtlinie erweiterten Formulierung der Genehmigungsvoraussetzung der Art. 36 Abs. 1 lit. e) Alt. 3 Richtlinie 2009/73/EG und § 28a Abs.1 Nr. 5 Alt. 3 EnWG (jeweils in der neuen Fassung) solche nachteiligen Auswirkungen auf das effiziente Funktionieren der „betroffenen Netze“ aktuell nicht festzustellen sind. Anhaltspunkte, die für eine andere Betrachtung sprechen könnten, sind nicht ersichtlich und wurden zudem weder im Rahmen der Konsultation von den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten, noch im Rahmen der von der Europäischen Kommission im Rahmen des Beteiligungsverfahrens eröffneten öffentlichen Stellungnahmemöglichkeit vorgetragen.

### **3.8 Ermessen und Umsetzung des Beschlusses der Europäischen Kommission**

Nach § 28a Abs. 1 S. 1 EnWG („können“) steht die Entscheidung über die Gewährung einer Ausnahme im Ermessen der Regulierungsbehörde. Unter Abwägung der für und gegen die Genehmigung sprechenden Gesichtspunkte hat sich die Beschlusskammer unter Berücksichtigung des Zwecks der Ausnahmenvorschrift und des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes (§ 40 VwVfG) entschieden, die Genehmigung in dem tenorierten Umfang (vgl. Abschnitt 3.8.2) mit den tenorierten Nebenbestimmungen und Auflagen (vgl. Abschnitt 3.8.3 bis 3.8.11) zu erteilen.

Nicht im Ermessen der Beschlusskammer stehen dahingegen die durch den Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) vorgegebenen Änderungen der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung, die für die Beschlusskammer gem. Art. 288 Abs. 4 AEUV verbindlich sind und die sie nach § 28a Abs. 3 EnWG und Art. 36 Abs. 9 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG umzusetzen hat (vgl. Thole, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2019, § 28a, Rn. 30; Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Auflage 2015, § 28a, Rn. 18 ff.; Siegel, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019, Rn. 12).

Für die Ermessenentscheidung sind folgende Gesichtspunkte maßgeblich. Nach § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 und UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG kann bzw. soll die Entscheidung mit Nebenbestimmungen getroffen werden. Diese können sich im Wege einer Befristung auf die Dauer der Ausnahme beziehen, aber auch Bestimmungen über den nichtdiskriminierenden Zugang, das Kapazitätsmanagement oder die Kapazitätszuweisung enthalten. Wie sich

u. a. aus dem Hinweis auf die Berücksichtigung der einzelstaatlichen Gegebenheiten in Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG ergibt, bleibt hiervon die Festlegung weiterer Nebenbestimmungen nach Maßgabe des allgemeinen Verwaltungsverfahrensrechts unberührt.

Ausgehend hiervon, hat die Beschlusskammer die Genehmigung, nach Maßgabe einer Reihe von Einschränkungen, die diesen Voraussetzungen genügen, erteilt.

Dem liegen die folgenden Erwägungen zugrunde.

(1) Für eine Freistellung spricht vorliegend der Umstand, dass die LNG-Anlage dem Aufbau einer neuen LNG-Infrastruktur in Deutschland und direktem Import von LNG nach Deutschland dient. Sie erschließt neue Erdgasquellen und eröffnet neue Transportrouten. Auf diese Weise leistet sie einen wichtigen Beitrag zur Diversifizierung der Erdgasversorgung in Deutschland und Nordwesteuropa und letztlich zur Verbesserung des Wettbewerbs (vgl. Abschnitt 3.2.1), der Versorgungssicherheit (vgl. Abschnitt 3.2.2) und des europäischen Binnenmarktes.

(2) Gegen eine unbeschränkte Freistellung spricht vor diesem Hintergrund, dass der LNG-Markt ein sich dynamisch entwickelnder Markt ist und Prognosen über seine zukünftige Entwicklung mit Unsicherheiten belastet sind. Wettbewerb und Versorgungssicherheit werden in diesem dynamischen Umfeld am besten dann gefördert, wenn sichergestellt ist, dass die Infrastruktur zumindest für einen Teil (10% der jährlichen Durchsatzkapazität) auch während der über viele Jahre geltenden Ausnahmegenehmigung für neue Marktteilnehmer durch Gewährleistung eines dauerhaften und diskriminierungsfreien Drittzugangs geöffnet bleibt. Anderenfalls bliebe die LNG-Anlage für den langjährigen Ausnahmezeitraum von 25 Jahren auf der Basis langfristiger Kapazitätsverträge nur einigen wenigen Kunden zur exklusiven Nutzung vorbehalten. Eine solche Abschottung dieser neuen LNG-Infrastruktur ist über einen derart langen Zeitraum angesichts der Bedeutung für Wettbewerb und Versorgungssicherheit und der dynamischen Entwicklungen im LNG-Markt nicht gerechtfertigt. Dieser Umstand wird auch im Auslegungsvermerk der Arbeitsstellen der Europäischen Kommission hervorgehoben. Dort heißt es, dass die Wahrscheinlichkeit der Notwendigkeit von effektiven Engpassmechanismen steigt, wenn die Ausnahme langfristige Kapazitätsverträge erlaubt. In solchen Fällen kann es nach dem Auslegungsvermerk erforderlich sein, Abschottungseffekten entgegenzuwirken, um auch in diesen Fällen die Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit zu gewährleisten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 42).

Soweit die Antragstellerin in ihrer Stellungnahme vom 28.07.2020 (S. 6) darauf hinweist, dass sich aus dieser Aussage keine Rechtfertigung für eine Reservierungsquote herleiten lässt, ist dem Folgendes zu entgegnen. Die Beschlusskammer behauptet keineswegs, dass sich aus dem Auslegungsvermerk unmittelbar ergäbe, dass eine Reservierungsquote geboten sei. Ob eine solche geboten ist, ist vielmehr, auch nach den Vorgaben der Richtlinie 2009/73/EG und dem Ausle-

gungsvermerk zur Vorgängerversion (Richtlinie 2003/55/EG), eine der Regulierungsbehörde obliegende Ermessensentscheidung. Die zitierten Aussagen geben dabei einen Rahmen vor. Maßgeblich ist insoweit, dass auch aus Sicht der Kommission umso eher über wirksame Engpassmechanismen zur Verhinderung bzw. Abmilderung von Abschottungseffekten nachgedacht werden muss, wenn die Ausnahme langfristige Kapazitätsverträge erlaubt. Bei dieser Ermessenentscheidung sind unterschiedliche Aspekte zu berücksichtigen (vgl. im Einzelnen unter Abschnitt 3.8.5), wie insbesondere die Dauer der Ausnahme sowie die Effektivität und Verhältnismäßigkeit der auferlegten Maßnahmen. Dabei ist auch zu beachten, dass der Auslegungsvermerk noch zur alten Richtlinie 2003/55/EG ergangen ist. Diese enthielt deutlich weniger strenge Vorgaben für Regeln und Mechanismen für die Kapazitätszuweisung und das Kapazitätsmanagement. Nach der alten Richtlinie 2003/55/EG stand noch die Entscheidung über das „Ob“ solcher Regeln im Ermessen der Regulierungsbehörde („kann (...) festlegen“). Das Ermessen der Regulierungsbehörde war zudem ausdrücklich dadurch eingeschränkt, dass solche Regeln nicht die Durchführung langfristiger Verträge verhindern durften. Eine solche Einschränkung sieht die aktuelle Richtlinie 2009/73/EG gerade nicht mehr vor. Darüber hinaus steht die Entscheidung über das „Ob“ von Regeln für die Kapazitätszuweisung und das Kapazitätsmanagement nicht mehr im Ermessen der Regulierungsbehörde, sondern ist verpflichtend vorgegeben („entscheidet (...) über“). Die aktuelle Richtlinie 2009/73/EG sieht zudem – anders als die Vorgängerfassung – vor, dass die Regulierungsbehörde zwingend ein Verfahren gegen das Horten von Kapazitäten (UIOLI-Verfahren) und Sekundärvermarktung zur Auflage zu machen hat. Im Ermessen der Regulierungsbehörde steht nach der aktuellen Richtlinie 2009/73/EG nur noch die Frage des „Wie“ und welche Regeln über ein UIOLI-Verfahren und die Sekundärvermarktung hinausgehend im jeweiligen Einzelfall erforderlich und angemessen sind.

(3) Auf der anderen Seite muss dem Umstand Rechnung getragen werden, dass größere neue Infrastrukturen enorme Investitionen erfordern, die erheblichen Risiken unterliegen können. Ausweislich der Entstehungsgeschichte bestehen Sinn und Zweck der Vorschrift des § 28a EnWG darin, durch zeitlich befristete Regulierungsfreistellungen im Einzelfall stabile Rahmenbedingungen für neue Infrastrukturvorhaben zu schaffen, die unter Einhaltung der Regulierungsvorgaben der §§ 20 bis 28 EnWG sonst nicht verwirklicht würden (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25). Dabei soll durch die entsprechenden Investitionen sowohl dem Wettbewerbsgedanken als auch der Versorgungssicherheit auf einem zunehmend einheitlichen europäischen Energiemarkt Rechnung getragen werden (vgl. § 28a Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 1 Abs. 1, 2 EnWG). Ziel ist es, den Bau neuer Verbindungsleitungen, bedeutender LNG- und Speicheranlagen nicht durch sich im Zeitverlauf ggf. ändernde Anforderungen des Netzzugangsregimes wirtschaftlich unmöglich zu machen. Investoren benötigen Planungssicherheit, die regelmäßig über langfristige Kapazitätsverträge abgesichert wird (vgl. Abschnitt 3.4). Da die Infrastruktur durch ihren Beitrag zur Diversifizierung der Bezugsquellen und Transportrouten zu einer Verbesserung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit führt (vgl. Abschnitt 3.2), rechtfertigt es § 28a EnWG i. V. m. Art.



36 der Richtlinie 2009/73/EG von den Vorgaben zur einem diskriminierungsfreien Zugang (Vorgaben zur Kapazitätsvergabe und zum Kapazitätsmanagement, Entgeltvorgaben, Transparenzvorgaben und Entflechtungsvorgaben) für einen befristeten Zeitraum abzuweichen. Um die Wirksamkeit des allgemeinen Zugangsregimes nicht übermäßig aufzuweichen, ist jedoch eine restriktive Anwendung der Ausnahmegvorschrift geboten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 11 und 17; Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., 2015, Rn. 2). Die Ausnahmegvorschrift wurde dementsprechend als Ermessensvorschrift ausgestaltet, um diese Belange unter Beachtung der individuellen Umstände des Einzelfalles angemessen berücksichtigen und abwägen zu können (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25). Bei der zu treffenden Ermessensentscheidung über die Dauer, den Umfang und über Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der neuen Infrastruktur waren nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG zudem die neu zu schaffende Kapazität, der Zeithorizont des Vorhabens und die einzelstaatlichen Gegebenheiten zu berücksichtigen.

(4) Vor diesem Hintergrund hat die Beschlusskammer Bedingungen über die Dauer der Ausnahme und die Bedingungen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement nur und soweit getroffen, als dies zur Ermöglichung der Investition, zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung durch die Investition (Art. 36 Abs. 1 a) der Richtlinie 2009/73/EG), zur Verhinderung einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs, des Erdgasbinnenmarktes oder des regulierten Netzes bzw. der regulierten Netze und der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union durch die Ausnahmeentscheidung (Art. 36 Abs. 1 e) der Richtlinie 2009/73/EG, alte und neue Fassung) und zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG) nach derzeitigem Erkenntnisstand erforderlich und angemessen war.

Die Europäische Kommission hat ausdrücklich bestätigt, dass die gewährte Ausnahme nach Umfang und Dauer unter Berücksichtigung der verlangten Änderungen gerechtfertigt ist und nicht über das zur Minderung der Investitionsrisiken erforderliche Maß hinausgeht (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 113 f. und 139).

(5) Ausschlaggebend für die Erteilung der befristeten Ausnahmegenehmigung unter Auflagen und Nebenbestimmungen war letztlich der Gesichtspunkt, dass der Bau der LNG-Anlage Brunsbüttel auch im volkswirtschaftlichen Interesse der Diversifizierung von Bezugsquellen und Transportrouten (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25) liegt. Aufgrund des besonderen Risikos, das mit der Investition in die LNG-Anlage verbunden ist, und unter Berücksichtigung des Umstands, dass die Investitionsentscheidung bislang nicht getroffen wurde, spricht aus derzeitiger Sicht Überwiegendes dafür, dass die LNG-Anlage bei Versagung der Ausnahmegenehmigung nicht gebaut würde (vgl. Abschnitt 3.4).

Auf der anderen Seite erscheint es nach Prüfung der Umstände des Einzelfalles als geeignet, erforderlich und angemessen die Ausnahme auf 25 Jahre ab Inbetriebnahme zu befristen und mit den Bedingungen zur Kapazitätsvergabe, dem Kapazitätsmanagement und dem Engpassmanagement zu versehen, um die Belange der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung durch die Investition (Art. 36 Abs. 1 Buchstaben a) der Richtlinie 2009/73/EG), der Verhinderung einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs, des Erdgasbinnenmarktes oder des regulierten Netzes durch die Ausnahmeentscheidung (Art. 36 Abs. 1 Buchstabe e) der Richtlinie 2009/73/EG) bzw. der Verhinderung einer Beeinträchtigung des effizienten Funktionierens der betroffenen regulierten Netz oder der Erdgasversorgungssicherheit (Art. 36 Abs. 1 Buchstabe e) der Richtlinie 2009/73/EG, neue Fassung), der Beachtung des unionsrechtlichen Solidaritätsprinzips im Energiebereich und zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG) zu fördern, ohne dass damit die Ermöglichung der Investition unmöglich gemacht würde.

Die in der geänderten Ausnahme neu auferlegten Transparenzvorgaben im Rahmen der Sekundärvermarktung (Tenor zu 7. b) und die Buchungsbeschränkung für marktbeherrschende Unternehmen (Tenor zu 9.) setzen zudem die Vorgaben aus Art. 3 des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) um.

Die weiteren Informationspflichten und Änderungsvorbehalte dienen der Gewährleistung der Einhaltung der Genehmigungsvoraussetzungen des § 28a Abs. 1 EnWG bzw. der Umsetzung der Vorgaben aus Art. 4 des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final). Sie sind geeignet, erforderlich und angemessen, auf der einen Seite die Einhaltung der Genehmigungsvoraussetzungen des § 28a Abs. 1 EnWG über die lange Dauer des Genehmigungszeitraums bzw. einen Gleichklang der Ausnahmegenehmigung mit dem Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) sicherzustellen und auf der anderen Seite übermäßige Belastungen für die Antragstellerin und die potentiellen Nutzer durch die Möglichkeit der Änderung der Vorgaben zu vermeiden, sollte die zukünftige Entwicklung wesentlich von der prognostizierten Entwicklung abweichen.

Im Einzelnen:

### **3.8.1 Aufhebung und Änderung der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung nach Maßgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission (Tenor zu 1.)**

Die Aufhebung der am 30.11.2020 erlassenen ursprünglichen Ausnahmegenehmigung und Abänderung und Neufassung nach Maßgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) gemäß Tenor zu 1.) beruht auf § 28a Abs. 3 EnWG und Art. 36 Abs. 9 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG. Danach hat die Regulierungsbehörde dem Beschluss

der Europäischen Kommission innerhalb von zwei Monaten nachzukommen und die Ausnahme-genehmigung nach Maßgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission abzuändern oder aufzuheben. Der Beschluss der Europäischen Kommission ist dabei nach Art. 288 Abs. 4 AEUV in all seinen Teilen für die Beschlusskammer verbindlich. Ein Ermessensspielraum besteht insoweit nicht (vgl. Thole, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2019, § 28a, Rn. 30; Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Auflage 2015, § 28a, Rn. 18 ff.; Siegel, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019, Rn. 12).

Am 25.05.2021 hat die Europäische Kommission nach Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG einen Beschluss (Az. C(2021) 3814 final) zu der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung gefasst. Der Beschluss der Europäischen Kommission bestätigt grundsätzlich Umfang und Dauer der ursprünglichen Ausnahme. Die Europäische Kommission verpflichtet die Beschlusskammer jedoch auch zu inhaltlichen Änderungen und Ergänzungen. Diese Änderungen beinhalten zum einen die Einführung einer Buchungsbeschränkung von max. 45 % für marktbeherrschende Unternehmen auf einem für die Zwecke der Entscheidung rein national abgegrenzten deutschen Markt (siehe hierzu Abschnitt 3.8.6). Der Beschluss der Europäischen Kommission verlangt zudem die Auferlegung von Transparenzvorgaben im Vorfeld der Sekundärvermarktung hinsichtlich des Volumens und Zeitpunktes eines Kapazitätsangebots (siehe hierzu Abschnitt 3.8.5.3). Darüber hinaus verpflichtet die Europäische Kommission die Beschlusskammer, die in der ursprünglichen Ausnahme vorgesehenen Änderungs- und Widerrufsvorbehalte auszuweiten. Dies betrifft zum einen eine Widerrufsmöglichkeit bei geänderten tatsächlichen Umständen und zum anderen einen Änderungs- und Widerrufsvorbehalt bei Änderungen, der Aufhebung oder dem Unwirksam werden des Beschlusses der Europäischen Kommission (siehe hierzu Abschnitt 3.8.8). Die Beschlusskammer wird schließlich zur Änderung der Ausnahmegenehmigung dahingehend verpflichtet, dass Änderungen oder die Aufhebung der Ausnahmegenehmigung der Europäischen Kommission mitzuteilen sind und diese gemäß Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG ihrerseits eine Änderung oder Aufhebung der geänderten Ausnahmegenehmigung beantragen kann (siehe hierzu Abschnitt 3.8.9).

Die vorliegende geänderte Ausnahmegenehmigung setzt das Änderungsverlangen der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 gem. § 28 Abs. 3 S. 3 EnWG und Art. 36 Abs. 9 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG vollumfänglich um. Weitergehende Änderungen gegenüber der ursprünglichen Ausnahme sind – mit Ausnahme der Anpassung des Datums des Fristbeginns für die auflösende Bedingung des Tenors zu 13. an das Erlassdatum des Beschlusses der Europäischen Kommission – nicht enthalten.

### **3.8.2 Gewährung der Ausnahme (Tenor zu 2.)**

(1) Mit dem Tenor zu 2. wird eine Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 8 Milliarden Kubikmeter (8 Mrd. m<sup>3</sup>/a) der LNG-Anlage Brunsbüttel von der Anwendung der §§ 20 bis 25 EnWG ausgenommen.

(2) Dies schließt sowohl eine Ausnahme von der Zugangs- als auch von der Entgeltregulierung ein. Abweichend vom umfassenderen Wortlaut des § 28a Abs. 1 S. 1 Hs. 1 EnWG bedurfte es keiner Ausnahme von den Entflechtungsvorgaben der §§ 8 bis 10e EnWG. Diese Vorgaben sind für Betreiber von LNG-Anlagen nicht einschlägig, so dass es einer Ausnahme insoweit nicht bedurfte. Die §§ 8 bis 10e EnWG gelten im Verhältnis von Transportnetzbetreibern zu ihren vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen. Dementsprechend besteht auch die Pflicht zur Zertifizierung und damit einer ex ante-Kontrolle der Einhaltung der §§ 8 bis 10e EnWG nach §§ 4a, 4b EnWG nur für Transportnetzbetreiber. LNG-Anlagen sind zwar gemäß § 3 Nr. 16 und Nr. 20 EnWG als Gasversorgungs- und Energieversorgungsnetze einzustufen. Sie fallen aber nicht unter die Definition des Fernleitungsnetzes i. S. d. § 3 Nr. 19 EnWG und sind damit kein Transportnetz i. S. d. § 3 Nr. 31d EnWG. Die Antragstellerin ist somit nicht Transportnetzbetreiberin und Adressatin der Entflechtungsvorgaben der §§ 8 bis 10e EnWG. Die Antragstellerin ist auch nicht Teil des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens i. S. d. § 3 Nr. 38 EnWG der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, da diese als zertifizierte eigentumsrechtlich entflochtene Transportnetzbetreiberin (vgl. BK7, Beschluss vom 05.02.2013, BK7-12-028) selbst nicht Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ist.

(3) Des Weiteren bedurfte es keiner Ausnahme von den §§ 26-28 EnWG, da diese vorliegend ebenfalls nicht einschlägig sind. Bei der LNG-Anlage Brunsbüttel handelt es sich weder um ein vorgelagertes Rohrleitungsnetz (§§ 26 und 27 EnWG) noch um eine Speicheranlage (§ 28 EnWG). Darauf hat die Beschlusskammer die Antragstellerin mit Schreiben vom 27.11.2019 hingewiesen. Diese hat ihren Antrag infolgedessen mit Schreiben vom 24.01.2020 entsprechend angepasst.

(4) Eine Teilausnahme, die entweder auf die Zugangs- oder auf die Entgeltregulierung beschränkt gewesen wäre, kam aus Sicht der Beschlusskammer dahingegen nicht in Betracht. Wie bei der Analyse des Auslastungsrisikos (siehe oben, Abschnitt 3.4.2) dargestellt, würde damit das Risiko nicht hinreichend aufgefangen. Für eine zuverlässige, den Bau und Betrieb der LNG-Anlage Brunsbüttel sicherstellende Amortisation der Investition bedarf die Antragstellerin sowohl einer Entgelt- als auch einer Zugangsausnahme. Die Ausnahme von den Zugangsvorgaben wurde durch die Bedingungen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement auf das erforderliche Maß beschränkt, um dem Ausnahmecharakter der Norm gerecht zu werden, aber auch keine übermäßigen Investitionshindernisse aufzubauen.

(5) Von der Ausnahme umfasst sind auch unterbrechbare Kapazitäten. Klarstellend ist darauf hinzuweisen, dass sichergestellt sein muss, dass die Vermarktung der mittels Reservierungsquote zurückgehaltenen Kapazitäten (Tenor zu 6.) durch die Vermarktung von unterbrechbaren Kapazitäten unberührt bleibt. Im Übrigen unterliegt die Kapazitätszuweisung und das Kapazitätsma-

nagement der unterbrechbaren Kapazitäten unter Beachtung der geltenden gesetzlichen Vorgaben, insbesondere der Diskriminierungsfreiheit nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG, der Vertragsfreiheit der Antragstellerin und der Nutzer.

(6) Nicht von der Ausnahme umfasst sind dahingegen Speicherdienstleistungen i. S. d. § 3 Nr. 31 EnWG. Nach § 3 Nr. 26 EnWG umfasst der rechtliche Begriff der LNG-Anlage eine Kopfstation zur Verflüssigung von Erdgas oder zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas. Darin eingeschlossen sind Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich sind. Ausdrücklich nicht umfasst vom Begriff der LNG-Anlage sind jedoch die zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Kopfstationen. Diese zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Anlagen sind rechtlich als Speicheranlagen zu qualifizieren. Eine Nutzung der Tanks der LNG-Anlage zu Speicherzwecken bedürfte daher einer eigenen Genehmigung nach § 28a EnWG. Eine solche ist jedoch vorliegend nicht beabsichtigt und nicht beantragt (vgl. Abschnitt 3.1.1).

(7) Soweit der Tank einer nur vorübergehenden Speicherung zur Weiterverteilung in den Large Scale- bzw. Small Scale-Bereich dient, unterfällt er demgegenüber nicht der Regulierung nach dem Energiewirtschaftsgesetz (vgl. bereits Abschnitt 3.1.2). Auch solche Dienstleistungen sind daher nicht von der Ausnahme umfasst. Die Regulierung nach dem Energiewirtschaftsgesetz bezieht sich nämlich ausschließlich auf die leitungsgebundene Energieversorgung (§ 1 Abs. 1 EnWG). Dementsprechend unterwirft die Definition der LNG-Anlage nach dem Energiewirtschaftsgesetz die Speicherung von LNG im Tank einer LNG-Anlage nur soweit der Regulierung, wie sie der anschließenden Einspeisung in ein Fernleitungsnetz dient.

(8) Nicht von der hier getroffenen Ausnahme umfasst sind zudem durch zukünftige wesentliche Kapazitätsaufstockungen geschaffene Kapazitäten (Tenor zu 2. b)). Wann eine solche Kapazitätsaufstockung als wesentlich anzusehen ist, wird durch § 28a Abs. 2 EnWG näher konkretisiert. Danach ist die Wesentlichkeit der Kapazitätsaufstockung anhand des Umfangs des Investitionsvolumens und des zusätzlichen Kapazitätsumfanges anhand einer objektiven Betrachtungsweise zu bestimmen. Kapazitätsaufstockungen, die neue Gasversorgungsquellen erschließen, sind zudem stets als wesentlich zu betrachten. Eine Ausnahme für solche wesentlichen Kapazitätsaufstockungen kam nach Ansicht der Beschlusskammer nicht in Betracht, da diese für sich genommen gemäß § 28a Abs. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG Gegenstand einer neuen Ausnahmegenehmigung sein können. Eine Genehmigung auf Vorrat kommt demgegenüber nicht in Betracht. Aufgrund des Umfangs einer solchen Kapazitätsaufstockung ist vielmehr regelmäßig eine neue Prüfung und Bewertung der Ausnahmegenehmigungsvoraussetzungen sowie der Bedingungen über die Dauer einer solchen Ausnahme und den nichtdiskriminierenden Zugang zu den neu geschaffenen Kapazitäten (vgl. Art 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG) erforderlich.

(9) Die Europäische Kommission hat im Rahmen der nach § 28a Abs. 3 EnWG und Art. 36 Abs. 8 und 9 Richtlinie 2009/73/EG vorgesehenen Beteiligung die Gewährung der Ausnahmegenehmigung für die LNG-Anlage Brunsbüttel grundsätzlich dem Umfang nach bestätigt. Sie teilt im Wesentlichen die Bewertung der Beschlusskammer, wonach die Voraussetzungen für die Erteilung einer Ausnahme nach § 28a Abs. 1 EnWG und Art. 36 Abs. 1 Richtlinie 2009/73/EG (neue Fassung) erfüllt sind. Zur Begründung wird im Übrigen vollumfänglich auf den Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) Bezug genommen.

### **3.8.3 Befristung (Tenor zu 3.)**

Nach § 28a Abs. 1 EnWG und der korrespondierenden Richtlinienvorgabe des Art. 36 Abs. 1 Richtlinie 2009/73/EG kann eine Ausnahme vom Netzzugangsregime des EnWG nur befristet für einen bestimmten Zeitraum erteilt werden. Dem folgend wird die Ausnahme mit dem Tenor zu 3. auf 25 Jahre ab kommerzieller Inbetriebnahme befristet. Dieser Zeitraum entspricht dem Antrag. Er ist damit jedenfalls ausreichend, um das besondere Risiko der Investition zu berücksichtigen und ein ausreichend stabiles Investitionsklima zu schaffen. Er entspricht auch dem üblichen Rahmen anderer Ausnahmegenehmigungen, die in der Regel für Zeiträume zwischen 20 und 25 Jahren erteilt werden. Der Zeitpunkt des Fristbeginns mit der kommerziellen Inbetriebnahme der LNG-Anlage Brunsbüttel ist gemäß Tenor zu 13. schriftlich mitzuteilen, so dass hinreichend Klarheit über den Freistellungszeitraum besteht.

Die Europäische Kommission hält die Dauer der Ausnahme von 25 Jahren ebenfalls für gerechtfertigt. [REDACTED]

(Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 113). Zum anderen weist die Europäische Kommission in diesem Zusammenhang auf die Bedeutung der auferlegten Regeln zur diskriminierungsfreien Kapazitätsvergabe auch für langfristig zu vergebende Kapazitäten und die Vorgaben gegen das Horten von Kapazitäten, insbesondere durch die Reservierung von 10 % der jährlichen Gesamtkapazität für eine kurzfristige Vermarktung an neue Marktteilnehmer, hin. Diese Vorgaben seien geeignet, die Abhängigkeit von einzelnen Marktteilnehmern und damit verbundene negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und den Wettbewerb über den langjährigen Genehmigungszeitraum zu verringern (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 58).

### **3.8.4 Auflage zu den Entgelten (Tenor zu 4.)**

Nach dem Tenor zu 4. wird die Antragstellerin verpflichtet, von den Nutzern der ausgenommenen Infrastruktur Entgelte zu erheben. Hiermit wird die Voraussetzung des § 28a Abs.1 Nr. 4 EnWG

dauerhaft sichergestellt. Diese Auflage belastet die Antragstellerin allenfalls formell, da sie ohnehin die Erhebung von Entgelten beabsichtigt und diese zur Refinanzierung der Investition benötigt.

### **3.8.5 Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement (Tenor zu 5. bis 8.)**

Die Vorgaben im Tenor zu 5. bis 8. regeln die Bedingungen für einen diskriminierungsfreien Zugang zu der LNG-Anlage i. S. d. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 und 3 Richtlinie 2009/73/EG.

#### **(1) Ermessensentscheidung**

§ 28a Abs. 3 S. 2 EnWG verweist hinsichtlich der Prüfung des Verfahrens auf Art. 36 Abs. 6 bis 9 Richtlinie 2009/73/EG. Nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG in seiner deutschen Fassung hat die Regulierungsbehörde in jedem Einzelfall der Notwendigkeit Rechnung zu tragen, Bedingungen für die Dauer der Ausnahme und den nichtdiskriminierenden Zugang zu der neuen Infrastruktur aufzuerlegen. Nach dem Wortlaut der deutschen Fassung scheint es sich hier um eine gebundene Entscheidung zu handeln. Danach wären Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang in jedem Einzelfall notwendig. Demgegenüber handelt es sich bei der Formulierung der englischen Originalfassung um eine Ermessenentscheidung, bei der eine Einzelfallbetrachtung anzustellen ist. Diese lautet: *„In deciding to grant an exemption consideration shall be given, on a case by case basis, to the need to impose conditions regarding the duration of the exemption and non-discriminatory access“*. Da die englische Originalfassung Grundlage der Verhandlungen des Parlaments war, ist diese wohl der deutschen Übersetzung vorzuziehen. Dafür spricht auch, dass auch die französische Fassung von einer Ermessenentscheidung ausgeht (vgl. *„En décidant d’octroyer une dérogation, il convient de prendre en compte, au cas par cas, la nécessité d’imposer des conditions concernant la durée de la dérogation et l’accès sans discrimination à l’infrastructure“*). Dementsprechend ist davon auszugehen, dass es grundsätzlich im Ermessen der Regulierungsbehörde steht (zu den Einschränkungen siehe nachfolgende Ziffer (2)), ob im jeweiligen Einzelfall die Notwendigkeit besteht, Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der Infrastruktur aufzuerlegen und welche im Einzelfall geeignet, erforderlich und angemessen sind (vgl. auch Thole, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2019, § 28a EnWG, Rn. 21).

#### **(2) Ermessensreduzierung**

Die Richtlinie engt das Ermessen der Regulierungsbehörde jedoch gemäß Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG in zwei Punkten ein. Danach hat die Regulierungsbehörde Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung einschließlich bestimmter Engpassmechanismen zwingend vorzusehen. Hierzu gehört die Vorgabe gegen die Hortung von Kapazitäten, wonach ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten sind (UIOLI-

Verfahren). Weiter ist als Mindestvorgabe vorzusehen, dass Nutzer der Infrastruktur das Recht haben müssen, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln.

### (3) Rahmen der Ermessensausübung

Bei der Ausübung des Ermessens hat die Beschlusskammer entsprechend § 40 VwVfG den Zweck des § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG (vgl. insb. Abschnitt 3.8 (4)) und die gesetzlichen Grenzen des Ermessens, insbesondere den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit und den Grundsatz der Gleichbehandlung, beachtet. Nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG sind insbesondere die neu zu schaffende Kapazität und deren Bedeutung für die Gasversorgung, der Zeithorizont des Vorhabens und die einzelstaatlichen Gegebenheiten zu berücksichtigen.

### (4) Ermessensausübung

Die Beschlusskammer hat das ihr nach § 28a Abs. 1 und 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 und 3 Richtlinie 2009/73/EG eingeräumte Ermessen dahingehend ausgeübt, die Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen des § 20 EnWG nicht uneingeschränkt zu erteilen, sondern nur soweit, wie eine Ausnahme zur Ermöglichung der Investition erforderlich war.

### (5) Restriktiver Ausnahmecharakter und Zweck des Ausnahmetatbestands

Diese Vorgehensweise entspricht dem restriktiven Ausnahmecharakter des Genehmigungstatbestandes des § 28a EnWG (vgl. bereits Abschnitt 3.8 (2)). Langjährige Ausnahmen von den Zugangsverpflichtungen der §§ 20 bis 25 EnWG sind aufgrund des Ausnahmecharakters restriktiv zu handhaben, um das geltende Netzzugangsregime nicht ungerechtfertigt einzuschränken. Dem etablierten Zugangsregime zur Gewährleistung eines nichtdiskriminierenden Zugangs zu den Netzinfrastrukturen kommt eine Schlüsselfunktion bei der Liberalisierung des Energiemarktes zu. Langjährige Ausnahmen von den Zugangsverpflichtungen der §§ 20 bis 25 EnWG sind entsprechend des Zweckes der Ausnahmenvorschrift daher nur dann und nur soweit gerechtfertigt, wie es zur Erreichung dieses Zweckes erforderlich ist (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 110; Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 11 und 17; vgl. auch: Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015; § 28a, Rn. 2).

Der Ausnahmetatbestand des § 28a EnWG dient dem Ziel, größere Infrastrukturvorhaben im Interesse der Verbesserung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung zu fördern. Angesichts der erheblichen Investitionen, die benötigt werden, brauchen Investoren und Kapitalgeber Planungssicherheit über dauerhafte Kapitalrückflüsse. Solche Planungssicherheit wird in der Regel über den Abschluss langfristiger Kapazitätsverträge geschaffen. Anderenfalls steigt das Finanzierungsrisiko und die Investitionsbereitschaft sinkt. Durch die Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen der §§ 20 bis 25 EnWG soll für einen befristeten Zeitraum ein stabiles



Investitionsklima, insbesondere über die Möglichkeit des Abschlusses langfristiger Verträge, ermöglicht werden, um den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit der Gasversorgung durch die neue Infrastruktur zu verbessern (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25). Dem entsprechend ist eine Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen des EnWG nur soweit gerechtfertigt, wie es zur Ermöglichung der Investition erforderlich ist.

#### (6) Bedeutung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der Infrastruktur

Dieses Ergebnis wird durch die in § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verankerte Verpflichtung von Betreibern eines Energieversorgungsnetzes zum diskriminierungsfreien Betrieb des Energieversorgungsnetzes bestätigt. Energieversorgungsnetze werden nach § 3 Nr. 16 EnWG als Gasversorgungsnetze definiert. Nach § 3 Nr. 20 EnWG zählen LNG-Anlagen zu den Gasversorgungsnetzen. Damit sind Betreiber von LNG-Anlagen zum diskriminierungsfreien Betrieb der LNG-Anlage verpflichtet. Der diskriminierungsfreie Betrieb der Infrastruktur dient der Gewährleistung des Wettbewerbs auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen Erzeugung bzw. Gewinnung von Gas und Vertrieb von Gas an Kunden. Damit möglichst eine Mehrzahl an Wettbewerbern auf dem Markt agieren kann, bedarf es niedriger Marktzutritts- und Marktaustrittsschranken. Ein diskriminierungsfreier Betrieb beinhaltet dementsprechend als wesentliches Kernelement die Möglichkeit, die Infrastruktur ohne Benachteiligung gegenüber anderen Marktteilnehmern nutzen zu können (diskriminierungsfreier Zugang zu der Infrastruktur). Eine Ausnahme von der Regulierung nach § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG kann den Betreiber einer LNG-Anlage nicht ohne Weiteres von der grundlegenden Verpflichtung nach § 11 Abs. 1 EnWG befreien, da diese Vorschrift gerade nicht als eine der Vorschriften genannt ist, von der eine Ausnahme erteilt werden kann. Dementsprechend greifen § 28a Abs. 1 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 der Richtlinie 2009/73/EG diesen Grundsatz des diskriminierungsfreien Betriebs auch auf und verlangen als Voraussetzung für eine Ausnahme von bestimmten Regulierungsvorgaben, dass durch die Investition der Wettbewerb bei der Gasversorgung verbessert wird (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und die Ausnahme sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb oder das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes auswirkt (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG) bzw. auf das effiziente Funktionieren der betroffenen Netze und die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 Alt. 3 und 4 EnWG, neue Fassung). Zudem hat die Regulierungsbehörde nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG in jedem Einzelfall zu prüfen, ob es notwendig ist, die Ausnahme mit Bedingungen für die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der Infrastruktur zu versehen. Dementsprechend verweist auch die Europäische Kommission in ihrem Beschluss vom 25.05.2021 auf die Bedeutung der Vorgaben für eine diskriminierungsfreie Kapazitätsvergabe von langfristigen Kapazitäten und die Vorgaben für einen gesicherten Zugang zu 10 % der jährlichen Gesamtkapazität der LNG-Anlage durch die auferlegte Reservierungsquote für eine Verbesserung der Versorgungssicherheit und des Wettbewerbs (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 58 f.).

#### (7) Beitrag zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit der Gasversorgung

Die Beschlusskammer hat bei ihrer Ermessenentscheidung berücksichtigt, dass mit der LNG-Anlage Brunsbüttel der Aufbau einer bisher in Deutschland nicht existenten LNG-Infrastruktur vorangetrieben wird. Hierdurch können in Deutschland völlig neue Gasbezugsquellen aus Übersee erschlossen und neue Transportrouten unmittelbar nach Deutschland geschaffen werden. Auf diese Weise kann die LNG-Anlage einen bedeutenden Beitrag zur Diversifizierung der Erdgasversorgung in Deutschland und den zusammenhängenden Märkten in Nordwesteuropa leisten. Sie verbessert damit den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG).

#### (8) Trend im LNG-Markt zu kurzfristigen Geschäften

Die Beschlusskammer hat weiter berücksichtigt, dass der LNG-Markt aktuell dynamischen Entwicklungen unterliegt und eine wachsende Bedeutung in Europa beobachtet werden kann.

Um beurteilen zu können, ob und in welcher Form Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der LNG-Anlage (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG) erforderlich sind, hat die Beschlusskammer verschiedene Kennzahlen des LNG-Marktes im Zeitraum zwischen 2012 und 2019 analysiert. Als Datenquelle dienten dabei die Berichte „The LNG Industry“ der Jahre 2013 und 2014 und der „GIIGNL Annual Report“ der Jahre 2016 bis 2020 der International Group of Liquefied Natural Gas Importer (GIIGNL), einer Organisation mit dem Ziel, die Entwicklung von Aktivitäten im Zusammenhang mit LNG zu fördern. Alle diese Berichte sind öffentlich (<https://giignl.org/publications>) zugänglich.

Im Rahmen dieser Auswertung stellte die Beschlusskammer fest, dass das Volumen der LNG-Importe weltweit deutlich zunimmt. Wurden 2012 noch 240,8 Millionen Tonnen LNG gehandelt, so waren es 2019 bereits 354,7 Millionen Tonnen LNG. Das entspricht einem Anstieg von 47%. Dieser Trend in den weltweiten Entwicklungen der LNG-Importe findet sich auch in den europäischen Zahlen wieder. Im Jahr 2019 erreichten die nach Europa importierten LNG-Mengen mit 85,9 Millionen Tonnen LNG einen Rekordwert, ein Zuwachs von 37,0 Millionen Tonnen LNG gegenüber 2018. Neben diesem gesamten Anstieg der Importe änderte sich auch die Art der getätigten Geschäfte. Wurden 2012 noch 75% aller LNG-Mengen langfristig, das heißt mit einer vertraglichen Laufzeit von mehr als vier Jahren gehandelt, so sank dieser Anteil auf 66% im Jahr 2019. Der Anteil der LNG-Mengen, die kurzfristig, das heißt mit einer vertraglichen Laufzeit von höchstens vier Jahren, gehandelt wurden, stieg im betrachteten Zeitraum analog dazu von 25% in 2012 auf 34% (27% Spotmengen plus 7% sonstige Kurzfristmengen) in 2019 an. Ab dem Jahr 2015 werden als Teil der kurzfristig gehandelten Mengen in den Berichten der GIIGNL auch die Spotmengen, das heißt Mengen, die innerhalb von drei Monaten nach Transaktionsdatum geliefert wurden, ausgewiesen. Der Anteil dieser Spotmengen stieg von 15% aller weltweit gehandelten LNG-Mengen

im Jahr 2015 auf 27% im Jahr 2019 an. Diese Ergebnisse werden auch durch weitere Quellen wie etwa den World LNG Reports der International Gas Union (IGU) 2017 (vgl. <https://www.igu.org/news/igu-releases-2017-world-lng-report>) gestützt. Auch wenn die Definition der IGU von kurzfristigen Geschäften gegenüber den GIIGNL Berichten zeitlich etwas abweicht, da in dieser Untersuchung alle Verträge mit einer vertraglichen Laufzeit von weniger als 5 Jahren als “Non-long-term trade“ zusammengefasst werden, so bestätigen die Zahlen jedoch den in den GIIGNL Berichten beschriebenen Trend: Der Anteil des LNG-Marktes, der 2018 kurzfristig, d.h. ohne langfristigen Kontrakt gehandelt wurde, wird von der IGU mit 31% angegeben, dies entspricht rund 50% mehr als 2008. Diese Zunahme wird im Bericht der IGU u. a. mit einer Zunahme der Anzahl von Exporteuren und Importeuren begründet.

Diese Trends werden auch von einer aktuellen von der Europäischen Kommission (Directorate-General for Energy, Internal Energy Market) in Auftrag gegebenen Studie (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020) vollumfänglich bestätigt. Insgesamt ist ein anhaltender Trend zu steigenden LNG-Importen nach Europa zu beobachten. Dies ist auf eine Annäherung des Preisniveaus zwischen den asiatischen und den europäischen Märkten und steigende Importkapazitäten insbesondere aus den USA zurückzuführen. Dementsprechend besteht ein Trend zu einer steigenden Auslastung der bestehenden LNG-Anlagen in Europa (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S.18 ff.). Auch im Zusammenhang mit der Energiewende in Deutschland kann der Import von LNG an Bedeutung gewinnen. Dabei ist ein wachsender LNG-Spot-Markt und eine wachsende Nachfrage nach Kurzfristprodukten zu beobachten (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 22 f., 39).

Die von der Antragstellerin vorgetragene Kritik (Schreiben vom 28.07.2020, S. 4) an der Belastbarkeit bzw. Aussagekraft der von der Beschlusskammer herangezogenen Studien im Hinblick auf die Festlegung einer Reservierungsquote kann nicht überzeugen. Weder können die einzelnen von der Antragstellerin ausgeführten Kritikpunkte überzeugen. Noch legt die Antragstellerin eine eigene Quellenauswertung oder Untersuchungen vor, anhand derer sich die ihrer Kritik zugrundeliegende Prämisse, es gäbe keinen Markt in Nordwesteuropa für kurzfristige year ahead oder unterjährige Produkte, wie sie die Reservierungsquote generiert, bestätigen ließe.

So kritisiert die Antragstellerin (Schreiben vom 28.07.2020, S. 4), dass sich die in den Studien aufgezeigten Trends auf Europa bzw. die ganze Welt, nicht aber auf den hier relevanten nordwesteuropäischen Markt bezögen. Zutreffend ist, dass die maßgeblichen Studien im Wesentlichen hier nicht näher differenzieren. Andererseits kann man angesichts eines stark global geprägten LNG-Marktes auch aus diesen Trends Rückschlüsse für eine Prognoseentscheidung ziehen. Zum

anderen lässt sich aus der im Auftrag der Europäischen Kommission erstellten Studie ablesen, dass es auch im relevanten nordwesteuropäischen Markt durchaus LNG-Anlagen gibt, die nur ca. 90% der Kapazitäten auf langfristiger Basis (für länger als ein Jahr) vermarktet haben (z. B. Zebrugge in Belgien, Fos Caveau in Frankreich mit jeweils 90% und Gate in den Niederlanden mit 92%, vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 40 f.).

Der Einwand der Antragstellerin (Schreiben vom 28.07.2020, S. 4), dass die in den Studien behandelten „kurzfristigen“ Geschäfte (höchstens vier bis fünf Jahre) sich in der Laufzeit von dem durch die Reservierungsquote generierten Kurzfristprodukt (unter einem Jahr) wesentlich unterscheiden würden, geht fehl. Die Beschlusskammer hat die unterschiedlichen Definitionen und Laufzeiten der in den Studien behandelten Kurzfristprodukte in der Ausnahmeentscheidung selbst entsprechend gewürdigt. In den Berichten der GIIGNL werden zudem ab dem Jahr 2015 auch Spotmengen (Mengen, die innerhalb von drei Monaten ausgeliefert werden) aufgeführt. Auch hier ist ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Die in der im Auftrag der Europäischen Kommission erstellten Studie angegebenen Anteile einer kurzfristigen Vermarktung basieren zudem ebenfalls auf einer Definition des kurzfristigen Geschäfts mit einer Laufzeit von weniger als einem Jahr (Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 40 f.). Vor diesem Hintergrund sind die der Antragstellerin in Tenor zu 5. bis 8. auferlegten Regeln für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement erforderlich, um einen dauerhaft gesicherten kurzfristigen Zugang zu der LNG-Anlage zu sichern. Nur so kann der dynamischen Entwicklung des LNG-Marktes mit einem deutlich steigenden Anteil von Kurzfrist-Spotgeschäften über den Verlauf von 25 Jahren Rechnung getragen werden. Anderenfalls wäre die LNG-Anlage für die lange Dauer der Ausnahme durch langfristige Kapazitätsverträge der exklusiven Nutzung durch einige wenige Marktteilnehmer vorbehalten. Die damit einhergehende langjährige Abschottung der Infrastruktur würde den Beitrag der LNG-Anlage zu mehr Wettbewerb und Versorgungssicherheit in der Gasversorgung beeinträchtigen.

(9) Bedingungen dienen der Einhaltung der Genehmigungsvoraussetzungen (Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG)

Die Beschlusskammer hat daher in Tenor zu 5. bis 8. Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der LNG-Anlage Brunsbüttel bestimmt. Diese Bedingungen stellen vor dem skizzierten Hintergrund sicher, dass die LNG-Anlage den größtmöglichen Beitrag zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit leisten kann (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und gewährleisten damit letztlich auch die Genehmigungsfähigkeit des Vorhabens. Auf diesen Umstand haben auch die Dienststellen der Europäischen Union hingewiesen, die es für den Fall, dass die Ausnahme langfristige Kapazitätsverträge ermöglicht, für wahrscheinlich halten, dass effektive Engpassmechanismen zur Vermeidung eines möglichen Abschottungseffektes erforderlich sind

(vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 42).

Soweit die Antragstellerin argumentiert (Schreiben vom 28.07.2020, S. 5 f.), dass die förderliche Wirkung für den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit nach den Ausführungen der Beschlusskammer bereits ohne die Reservierungsquote einträten, spricht dies nicht gegen die Auferlegung einer Reservierungsquote.

So hat die Beschlusskammer in einem ersten Schritt festzustellen, ob die LNG-Anlage den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung im relevanten Markt verbessert. Nur wenn dies gegeben ist, liegen die gesetzlichen Voraussetzungen für eine mögliche Ausnahmegenehmigung nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG vor.

Auf der Rechtsfolgende steht es dann im Ermessen der Regulierungsbehörde zu bestimmen, inwieweit die Ausnahmegenehmigung zu erteilen ist und wie die Regeln und Mechanismen zum Kapazitätsmanagement und der Kapazitätsvergabe ausgestaltet werden müssen, um die in einem Spannungsverhältnis zueinanderstehenden Ziele des Ausnahmetatbestands bestmöglich zu erreichen. Der Maßstab ist hier ein anderer als bei den gesetzlichen Voraussetzungen. Ziel ist es, den Zugang zu der LNG-Anlage auch während der Ausnahmedauer möglichst wettbewerbsförderlich auszugestalten. Bezugspunkt ist hier anders als bei der Analyse der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit im Rahmen des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG dann nicht nur der Wettbewerb im deutschen bzw. nordwesteuropäischen Markt, sondern auch der sog. Intra-Terminal-Wettbewerb, also der Wettbewerb um den Zugang zu der LNG-Anlage selbst. Im Rahmen der zu treffenden Ermessenentscheidung im Hinblick auf die Kapazitätsregeln ist also auf der einen Seite die Förderung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit durch eine maßvolle und nicht über das erforderliche Maß hinausgehende Ausnahme von der Regulierung zu beachten (so auch Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 91 und 110). Auf der anderen Seite soll die Investition in die größere Infrastruktur, wenn sie denn grundsätzlich förderlich für den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit ist, durch eine Ausnahme von der Regulierung ermöglicht werden. Dabei wird deutlich, dass die Ausnahme von der Regulierung nicht über das zur Ermöglichung der Investition erforderliche Maß hinausgehen kann. So muss der Antragsteller nachweisen, dass die Investition aufgrund des damit verbundenen Regulierungsrisikos ohne die Ausnahme nicht getätigt würde (§ 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Der Regulierungsbehörde stehen im Rahmen der zu treffenden Ermessenentscheidung mehrere nebeneinander stehende Mittel zur Verfügung, um die Ausnahme auf das dafür erforderliche Maß zu beschränken (vgl. auch Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 110). So soll die Ausnahme zwingend befristet werden (§ 28a Abs. 1 EnWG). Die Ausnahme kann auf die gesamte Kapazität oder einen Anteil der Gesamtkapazität der neuen Infrastruktur oder auch nur auf bestimmte Teile der Infrastruktur erstreckt werden (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 1 und Abs. 8 c) der Richtlinie 2009/73/EG). Darüber hinaus hat die Regulierungsbehörde

vor dem Erlass der Ausnahmegenehmigung die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätsvergabe festzulegen. Welche Regelungen – über das zwingend vorzusehende Recht auf Sekundärvermarktung und das Verfahren gegen das Horten von Kapazitäten (UIOLI-Verfahren) hinaus – erforderlich und angemessen sind, um die Ziele des Ausnahmetatbestands zu erreichen, steht im Ermessen der Regulierungsbehörde. Auch hier ist eine Abwägung zu treffen, um eine möglichst umfangreiche Förderung von Wettbewerb und der Versorgungssicherheit zu erreichen, ohne die Investition unmöglich zu machen. Hier ist neben dem Wettbewerb bei der Gasversorgung im maßgeblichen deutschen bzw. nordwesteuropäischen Markt auch der Intra-Terminal-Wettbewerb zu berücksichtigen. Diesen Anforderungen wird die Auferlegung der Reservierungsquote in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität in Tenor zu 6. vollumfänglich gerecht, indem sie einen dauerhaften gesicherten Drittzugang für potentielle Kunden über den gesamten Genehmigungszeitraum schafft. Wettbewerbsabträglichen Abschottungseffekten wird so wirksam entgegengewirkt. Auch das von der Antragstellerin vorgelegte Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass im Fall der Erteilung einer Ausnahmegenehmigung dann nicht nur das Fehlen einer nachteiligen Wirkung auf den Wettbewerb (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG), sondern eine echte Verbesserung des Wettbewerbs bei der Gasversorgung im deutschen bzw. nordwesteuropäischen Markt zu beobachten ist, wenn auch kleinere oder neue Akteure einen Zuschlag bei der Kapazitätsallokation erhalten würden (Frontier Economics, Ökonomische Begutachtung Brunsbüttel LNG-Terminal vom 10.08.2018, S. 6 und 30). Damit weist das Gutachten darauf hin, dass eine Förderung des Intra-Terminal-Wettbewerbs durch Ermöglichung des Zugangs für möglichst viele und auch kleine Akteure sich auch förderlich auf den Wettbewerb bei der Gasversorgung im deutschen bzw. nordwesteuropäischen Markt auswirkt. Dies wird durch den dauerhaft gesicherten Drittzugang auf year ahead Basis gewährleistet.

Gleichzeitig ist jedoch aufgrund des Umfangs der zurückzuhaltenden Kapazität in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität gewährleistet, dass die Investition durch die auferlegten Zugangsverpflichtungen nicht unmöglich gemacht wird, da die zur Sicherung der Investition erforderlichen langfristigen Kapazitätsverträge abgeschlossen werden können.

#### (10) Verhältnismäßigkeit

Die tenorierten Bedingungen sind auch verhältnismäßig. Sie sind geeignet, einen möglichst effektiven nichtdiskriminierenden Zugang auf kurzfristiger Basis auch für potentielle neue Kunden während der Geltungsdauer der Ausnahme sicherzustellen. Zu diesem Zweck müssen 10% der Gesamtkapazität der LNG-Anlage Brunsbüttel auf fester Basis jährlich mit einem festgeschriebenen Vorlauf (year ahead oder unterjährig) vermarktet werden. Damit wird eine Abschottung der LNG-Anlage durch langfristige Kapazitätsverträge gegenüber potentiellen neuen Kunden und die Schaffung einer potentiellen vertraglichen Engpasssituation für die Dauer der Ausnahmegenehmigung verhindert.

Die tenorierten Bedingungen sind erforderlich, um einen möglichst effektiven nichtdiskriminierenden Zugang auch für potentielle neue Kunden während der Geltungsdauer der Ausnahme sicherzustellen. Sie sind das Ergebnis einer Betrachtung und Prognose des LNG-Marktes, der Berücksichtigung der für den Leitungsbereich geltenden Engpass- und Ausnahmemöglichkeiten und der von der Antragstellerin vorgetragenen technischen Besonderheiten der LNG-Anlage, ihres Vermarktungskonzeptes und der berechtigten Anliegen der Kreditgeber und der potentiellen Kunden. Sie gehen nicht über das hinaus, was für die Gewährleistung eines effektiven nichtdiskriminierenden Zugangs während der Geltungsdauer der Ausnahme erforderlich ist. Weniger belastende Mittel sind nicht ersichtlich. Das der Antragstellerin als Alternative zur Reservierungsquote zur Wahl gestellte Kapazitäts-Release-Programm kam für diese bzw. ihre potentiellen Kunden letztlich nicht in Frage.

Die tenorierten Bedingungen sind auch angemessen. Sie berücksichtigen den Nutzen der geplanten LNG-Anlage für den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit und mildern die sogenannten Regulierungsrisiken soweit ab, dass die Investition ermöglicht wird. So erlaubt es die Ausnahmegenehmigung, dass 90% der Gesamtkapazität durch langfristige Verträge vermarktet werden. Investoren und Kreditgeber können dadurch kalkulierbare und dauerhafte Kapitalrückflüsse generieren. Dies schafft ein hinreichend sicheres und stabiles Investitionsklima. Bei der Bestimmung der Regeln und Mechanismen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement hat die Beschlusskammer zudem die individuellen technischen und operationellen Gegebenheiten der LNG-Anlage Brunsbüttel beachtet.

#### **3.8.5.1 Langfristige Vergabe von Kapazitäten (Tenor zu 5.)**

Mit dem Tenor zu 5. wird die Antragstellerin dazu verpflichtet, bei der langfristigen Vergabe von Kapazitäten ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren anzuwenden. Dabei hat sie in ihren Kapazitätsverträgen mindestens die in Tenor zu 5. a) bis c) näher bestimmten Regelungen zur Registrierungspflicht, der Mindestbuchungshöhe, der Mindestbuchungsdauer und dem Buchungsjahr vorzusehen, die eine diskriminierungsfreie Kapazitätszuweisung gewährleisten. Darüberhinausgehende Regelungen, die ein diskriminierungsfreies Verfahren näher ausgestalten, sind zulässig.

Insoweit gilt der Nichtdiskriminierungsgrundsatz auch für die Kapazitätsvergabe im Rahmen der Ausnahme. Darin liegt kein Widerspruch zur Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen nach § 20 EnWG. Wie ausgeführt (vgl. Abschnitt 3.8 (2) und 3.8.5 (5)), ist bei der Ermessensentscheidung zur Gewährung der Ausnahme und Auferlegung von Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu berücksichtigen, inwieweit eine Ausnahme zur Ermöglichung der Investition erforderlich ist. Es sind keine Anhaltspunkte dafür ersichtlich und auch nicht von der Antragstellerin vorgetragen, dass die in Tenor zu 5. genannten Regeln zur langfristigen Vergabe von Kapazitäten das Investitionsvorhaben unmöglich machen.

a) Buchungsauflagen für langfristig Buchende (Tenor zu 5. a))

Tenor zu 5. a) regelt im Interesse eines diskriminierungsfreien und reibungslosen operationellen Vergabeverfahrens welche Buchungsauflagen langfristig Buchende zu beachten haben.

Im Einzelnen:

(1) Registrierung

Die Vorgabe nach Tenor zu 5. a) (1), wonach potenzielle Nutzer bei der Antragstellerin registriert sein müssen, um diese erwerben zu können, ist eine etablierte Praxis im Bereich der Vermarktung von Kapazitäten im Fernleitungsbereich. Sie geht zurück auf das Vorbringen der Antragstellerin. Eine Vorab-Registrierung entspricht dem nachvollziehbaren Bedürfnis der Antragstellerin nach einem ihr bekannten und verlässlichen Vertragspartner. Sie stellt keine unzulässige Hürde bezüglich des freien Zugangs zu den entsprechenden Infrastrukturen dar.

(2) Mindestbuchungshöhe

Tenor zu 5. a) (2) erlaubt der Antragstellerin in den Kapazitätsverträgen eine Mindestbuchungshöhe von höchstens 1 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr festzuschreiben. Bei der Ermessensentscheidung hat die Beschlusskammer das berechtigte Interesse der Antragstellerin daran, die Zahl der Erstbuchenden zu begrenzen, berücksichtigt. Damit wird das zulässige Ziel verfolgt, das langwierige und komplexe Vertragsanbahnungsverfahren und die Festlegung der Jahresdienstleistungspläne in der späteren operativen Phase des LNG-Anlagenbetriebs mit einem angemessenen Aufwand bewältigen zu können. Die Bestimmung einer Mindestbuchungshöhe limitiert bei gegebener Gesamtkapazität der LNG-Anlage die mögliche Anzahl der Kunden und ist deshalb ein geeignetes Instrument, um dieses Ziel zu erreichen. Eine hohe Mindestbuchungshöhe kann die Anzahl der potenziellen Kunden allerdings unangemessen stark einschränken und würde ggf. eine unzulässige Zugangsbarriere gegenüber potenziellen kleineren Marktteilnehmern darstellen. Unter Beachtung der geplanten Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 8 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr und in Anlehnung an die Planungen der Antragstellerin zur Erstvergabe von Kapazitäten erachtet die Beschlusskammer eine Mindestbuchungshöhe in Höhe von höchstens 1 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr als angemessen, um einerseits das legitime Interesse der Antragstellerin an einer Reduktion der Komplexität zur Sicherung der operativen Handlungsfähigkeit im LNG-Anlagenbetrieb zu verfolgen und gleichzeitig keine unzulässig hohen Zutritts- und Zugangsbarrieren aufzubauen. Die Bestimmung einer Höchstgrenze für die Mindestbuchungshöhe gestattet es der Antragstellerin damit, eine geringere Mindestbuchungshöhe festzulegen, sofern die operativen und technischen Gegebenheiten der LNG-Anlage dies erlauben. Die Festlegung einer Mindestbuchungshöhe steht einer Buchung von über 1 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr durch potenzielle Kunden nicht im Wege. Damit trägt diese Vorgabe zu förderlichen Investitionsbedingungen bei, indem sie einzelne Kunden nicht per se ohne Vorliegen einer Übernachfragesituation in der Buchungshöhe begrenzt.



### (3) Mindestbuchungsdauer

Tenor zu 5. a) (3) bestimmt, dass die Mindestbuchungsdauer höchstens 10 Jahre beträgt. Diese Vorgabe geht auf den Vortrag der Antragstellerin zurück. Die Beschlusskammer hält diese Vorgabe für angemessen. Dem liegen folgende Erwägungen zugrunde. Größere neue Infrastrukturen, wie LNG-Anlagen, dienen grundsätzlich der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit in der Gaswirtschaft durch die Erschließung neuer Gasversorgungsquellen. Die Errichtung solcher großen neuen Infrastrukturanlagen geht mit hohen Investitionen einher. Um die finale Investitionsentscheidung für die Errichtung der LNG-Anlage treffen zu können, benötigen die Antragstellerin und ihre Kreditgeber ein gewisses Maß an Sicherheit hinsichtlich der zukünftigen Erlöse. Dieses Ziel kann dadurch erreicht werden, dass die Erstbuchenden langfristig Kapazitäten buchen. Wie bei der Vorgabe der Mindestbuchungshöhe, ist jedoch auch hier zu berücksichtigen, dass eine zu hoch angesetzte Mindestbuchungsdauer ein unzulässiges Zugangshindernis darstellen kann. Potenzielle Kunden mit einem kürzeren Planungshorizont könnten abgeschreckt werden. Dies würde das mit Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG verfolgte und in § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verankerte Ziel, einen möglichst diskriminierungsfreien Drittzugang zu der Infrastruktur sicherzustellen, beeinträchtigen. Unter Berücksichtigung der Ausführungen der Antragstellerin hält die Beschlusskammer eine Mindestbuchungsdauer in Höhe von höchstens 10 Jahren für angemessen, um auf der einen Seite dem Interesse der Antragstellerin nach Planungssicherheit gerecht zu werden. Auf der anderen Seite wird auch Kunden mit dem Wunsch nach kürzeren Buchungsdauern Zugang zur LNG-Anlage ermöglicht. Potentielle Zugangsbarrieren werden so geringgehalten. Die Antragstellerin kann zudem durchaus Verträge mit längerer Laufzeit vereinbaren, wenn Kunden dazu bereit sind. Nach den von ihr bislang dargelegten Planungen soll dies Vertragsdauern von [REDACTED] Jahren umfassen. Die Ausgestaltung der Mindestbuchungsdauer als Höchstgrenze bewahrt darüber hinaus ein hohes Maß an Flexibilität und erlaubt der Antragstellerin auch kürzere Mindestbuchungsdauern zu bestimmen. Damit wird auch dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit Rechnung getragen, indem die Vorgabe nicht über das zur Gewährleistung niedriger Zugangsbarrieren auf der einen Seite, aber auch der Ermöglichung der Investition auf der anderen Seite erforderliche Maß hinausgeht.

### (4) Buchungsjahr

Die Bestimmung, dass das Buchungsjahr identisch mit dem Kalenderjahr ist (Tenor zu 5. a) (4)), dient der Klarstellung und sorgt bei allen Beteiligten für ein einheitliches Verständnis. Die Wahl des Kalenderjahres erfolgt hier auf Grundlage des Vortrags der Antragstellerin und folgt ihrem operativen Betriebskonzept. Die Klarstellung ist erforderlich, um allen Marktakteuren zu verdeutlichen, dass hier eine zum Beispiel vom Fernleitungsbereich (dort ist das Gaswirtschaftsjahr das maßgebliche Buchungsjahr) abweichende Regelung getroffen wird.

b) Langfristige Erstvergabe der Kapazitäten (Tenor zu 5. b))

Tenor zu 5. b) enthält Mindestvorgaben für ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren zur erstmaligen Vergabe von Kapazitäten auf der Basis langfristiger Verträge.

Im Einzelnen:

(1) Mindestzeitraum in Höhe von 10 Werktagen für gleichrangige Interessenbekundungen an der Kontrahierung von Kapazitäten

Tenor zu 5. b) (1) regelt, dass alle Interessenbekundungen für die erstmalige Vergabe von Kapazitäten auf Basis langfristiger Kapazitätsverträge innerhalb eines Buchungsfensters von 10 Werktagen gleichrangig zu behandeln sind. Das beinhaltet auch solche potenziellen Nutzer, die bisher noch gar nicht an Vorvertragsverhandlungen teilgenommen haben. Diese Regelung sichert die Chancengleichheit aller potenziellen Nutzer, wie sie im Rahmen des Interessenbekundungsverfahrens nach Art. 36 Abs. 3 UAbs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG vorausgesetzt wird. Um zu verhindern, dass einzelne potenzielle Nutzer ihren aufgrund unterschiedlich weit gediehener Vorvertragsverhandlungen erlangten Informationsvorsprung bei der langfristigen Erstvergabe der Kapazitäten ausspielen können, wird ein Buchungszeitraum in Höhe von 10 Werktagen festgesetzt. In diesem Buchungszeitraum gelten alle Buchungsanfragen als gleichzeitig eingegangen. Der Beginn der Erstvergabe ist mit mindestens 10 Werktagen Vorlauf unter Hinweis auf die Registrierungspflicht bekannt zu geben. Den registrierten Kunden sind vor Beginn des Buchungszeitfensters sämtliche Vergaberegeln zur Verfügung zu stellen. Damit wird allen potentiellen Nutzern, unabhängig davon, ob sie bereits in Vorverhandlungen mit der Antragstellerin eingetreten waren, eine angemessene Zeit zur Vorbereitung und zum Stellen der Buchungsanfrage eingeräumt. Die Regelung dient letztlich der Verbesserung des Wettbewerbs (Art. 36 Abs. 1 Buchstaben a) und e) der Richtlinie 2009/73/EG) und der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG), indem möglichst vielen Marktteilnehmern die gleiche Möglichkeit zum Markteintritt eingeräumt wird. Da 90% der Gesamtkapazität der LNG-Anlage auf der Basis langfristiger Kapazitätsverträge vergeben werden können, spielt die Einhaltung des Grundsatzes der Nichtdiskriminierung gerade in diesem Stadium eine große Rolle. Das Buchungszeitfenster ist auch angemessen. Eine ungerechtfertigt lange Verzögerung des Verfahrens zur erstmaligen Kapazitätsvergabe ist hierdurch nicht zu befürchten.

(2) Regelungen für den Fall einer Übernachtfrage

Tenor zu 5. b) (2) macht Vorgaben für ein diskriminierungsfreies Verfahren bei Übernachtfragen. Dem liegen folgende Erwägungen zu Grunde. Im Rahmen eines einheitlichen Buchungszeitraums besteht die Möglichkeit des Auftretens von Übernachtfragen. Es muss deshalb bestimmt werden, wie eventuelle Übernachtfragen aufzulösen sind. Das Verfahren zur Auflösung von Übernachtfragen soll dabei nicht die Ziele beeinträchtigen, die mit der Bestimmung des einheitlichen Buchungszeitraums verbunden sind. Maßgeblich für die Bestimmung des einheitlichen Buchungszeitraums

ist, dass möglichst viele potenzielle Nutzer gleichrangig und damit weitestgehend unabhängig von ihrem bisher erlangten Informationsstand im Vergabeverfahren zum Zuge kommen. Damit wird ein diskriminierungsfreier Zugang (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG) zu der LNG-Anlage auch im Hinblick auf die langfristig zu vergebenden Kapazitäten gewahrt. Möglichst niedrige Marktzutrittsbarrieren dienen letztlich der Verbesserung des Wettbewerbs (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG). Die Bestimmung einer ratierlichen Zuweisung der vorhandenen Kapazität im Falle einer Übernachtung dient den genannten Zielen, da hier möglichst viele potentielle Nutzer diskriminierungsfrei und gleichmäßig berücksichtigt werden. Jeder Nutzer muss gleichrangig auf den identischen prozentualen Anteil an seiner ursprünglich gewünschten Kapazität verzichten.

c) Langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten (Tenor zu 5. c))  
 Tenor zu 5. c) gibt den Mindestinhalt an Regeln vor, die für das Verfahren zur Vergabe von Kapazitäten auf Basis langfristiger Verträge, die im Rahmen der Erstvergabe nicht vermarktet wurden, zur Gewährleistung der Diskriminierungsfreiheit gelten. Die Beschlusskammer hat sich hierbei im Rahmen ihrer Ermessenausübung auf einen Mindestgehalt beschränkt, der den diskriminierungsfreien Zugang zu den langfristig zu vergebenden Kapazitäten sicherstellt. Weitergehende Regelungen zum Zuweisungsmechanismus waren nicht zwingend erforderlich, werden durch die Mindestregeln aber auch nicht ausgeschlossen.

#### (1) Bestimmung des maximalen Preisaufschlags gegenüber der Erstvergabe

Die Beschlusskammer erachtet Preisaufschläge im Rahmen weiterer Kapazitätsvergaben nach der Erstvergabe, wie von der Antragstellerin geplant, grundsätzlich als zulässig. Tenor zu 5. c) (1) deckelt einen möglichen Preisaufschlag bei der langfristigen Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten einen Preisaufschlag auf maximal 10% des bei der Erstvergabe angewendeten Tarifs. Dem liegen folgende Erwägungen zugrunde. Um im Rahmen der Erstvergabe von Kapazität die Vermarktungschancen zu erhöhen und in Anerkennung der frühzeitigen und langfristigen Verpflichtung, die Erstbuchende eingehen, plant die Antragstellerin, den Erstbuchenden einen rabattierten Tarif anzubieten. Gemäß den Planungen der Antragstellerin wird der Tarif für Kapazitäten, die nach der Erstvergabe noch frei sind, höher, jedoch nicht mehr als 10% über dem bei der Erstvergabe angewendeten Tarif liegen. Nach Auffassung der Beschlusskammer ist ein Preisaufschlag von 10% angemessen. Er ist geeignet, die Vermarktungschancen zum Zeitpunkt der Erstvergabe zu erhöhen. Damit wächst zugleich die Wahrscheinlichkeit, dass die Investition tatsächlich realisiert wird. Dies ist positiv zu bewerten, da die Erschließung neuer Gasquellen sich sowohl förderlich auf den Wettbewerb, als auch die Versorgungssicherheit auswirken (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG) kann. Andererseits ist der maximale Preisaufschlag gering genug, um Nutzer der noch freien Kapazität nicht unangemessen zu benachteiligen (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG). Es ist daher nicht von einem unangemessenen Zugangshindernis auszugehen.

## (2) Keine Vorgaben zum Zuweisungsmechanismus

Mit der Bestimmung der Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung zielt die Beschlusskammer darauf ab, einen diskriminierungsfreien Erstzugang sowie dauerhaft sicheren sowie sinnvoll nutzbaren und ebenfalls diskriminierungsfreien Drittzugang zu gewährleisten (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Bestimmungen zur Erstvergabe sowie zu den Vorgaben zum Engpassmechanismus sind aus Sicht der Beschlusskammer ausreichend, um diese Ziele zu erreichen, sodass es keiner weiteren Vorgaben bezüglich der langfristigen Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten bedarf. Die Antragstellerin ist damit frei in der Wahl des für diese Kapazitäten anzuwendenden Zuweisungsmechanismus, soweit dieser die allgemeinen Anforderungen an Diskriminierungsfreiheit und Transparenz erfüllt. Aus Sicht der Beschlusskammer trifft dies z. B. auf ein FCFS-Verfahren ebenso zu, wie auf die Vergabe mittels einer Auktion.

### 3.8.5.2 Reservierungsquote (Tenor zu 6.)

Tenor zu 6. verpflichtet die Antragstellerin eine Reservierungsquote in Höhe von 10% der maximalen Jahresdurchsatzkapazität für eine kurzfristige Vergabe von Kapazitäten zurückzuhalten. Die Beschlusskammer hat sich im Rahmen ihrer Ermessensausübung für eine solche Vorgabe entschieden. Diese Vorgabe gewährleistet einen dauerhaften gesicherten Zugang zu der LNG-Anlage auf kurzfristiger Basis für potentielle neue Marktteilnehmer. Sie verhindert damit eine Abschottung der neuen LNG-Infrastruktur durch langfristige Kapazitätsverträge über den langen Geltungszeitraum der Ausnahmegenehmigung. Gleichzeitig ist die Höhe der Quote so gewählt, dass keine unüberwindbaren Investitionshemmnisse aufgebaut werden und das Interesse der Antragstellerin und ihrer Kreditgeber an planbaren Kapitalrückflüssen aufgrund langfristiger Kapazitätsverträge angemessen berücksichtigt ist.

Für die kurzfristige Vergabe der zurückgehaltenen Kapazitäten werden der Antragstellerin zudem eine Reihe von Vorgaben gemacht (Tenor zu 6. a) bis n)), um einen wirksamen Zugang und ein transparentes und diskriminierungsfreies Vergabeverfahren sicherzustellen. Es werden zudem auf der Basis einer Analyse und Prognose des LNG-Marktes Vorgaben gemacht, um den Zugang durch ein möglichst attraktives und wirtschaftlich sinnvoll nutzbares Kapazitätsprodukt zu ermöglichen. Anderenfalls bestünde die Gefahr, dass die Reservierungsquote in die Leere liefe.

Der Entscheidung für eine Reservierungsquote liegen die folgenden Erwägungen zugrunde.

#### (1) Zweck der Reservierungsquote

Die Antragstellerin plant nach ihren Angaben, sämtliche Kapazitäten in langfristigen Verträgen [REDACTED] zu vergeben. Die von der Beschlusskammer bestimmte Reservierungsquote in Höhe von 10% der Gesamtkapazität und die Vorgaben für die Vergabe der kurzfristigen zurückgehaltenen Kapazitäten dienen nach den Vorgaben des § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG und § 28a EnWG

i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Erstzugangs sowie eines dauerhaften wirksamen und diskriminierungsfreien Drittzugangs.

(2) Bedingungen für einen diskriminierungsfreien Zugang (Art. 36 Abs. 3 UAbs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG)

Die Antragstellerin ist zunächst nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG dazu verpflichtet, den Betrieb der LNG-Anlage diskriminierungsfrei zu gestalten. Nach § 28a Abs. 1 und Abs. 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG soll durch die Investition in die neue Infrastruktur der Wettbewerb und die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung verbessert werden (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und die Ausnahmegenehmigung darf nicht zu einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs, des Erdgasbinnenmarktes oder des regulierten Netzes bzw. der betroffenen regulierten Netze und der Erdgasversorgungssicherheit führen (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG, alte und neue Fassung). Um diese Ziele zu erreichen sind die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätsvergabe wesentlich. Ausnahmen vom geltenden Netzzugangsregime dürfen entsprechend des Zwecks der Ausnahmegenehmigung des § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG nur soweit erteilt werden, wie es für die Ermöglichung der Investition erforderlich ist (siehe Abschnitt 3.8 (2) und 3.8.5 (5)). Dementsprechend sieht Art. 36 Abs. 3 UAbs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG vor, dass die Regulierungsbehörde diese Regeln vorab als Zwischenschritt vor der endgültigen Vergabe festlegen muss. Als zwingenden Mindestinhalt der Regelungen zum Engpassmanagement sieht die Richtlinie das Recht der Nutzer zur Sekundärvermarktung und ein Verfahren zur Vermarktung ungenutzter Kapazitäten auf dem Markt (UIOLI-Verfahren) vor. Nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG kann die Regulierungsbehörde weitergehende Bedingungen zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur treffen.

(3) Reservierungsquote als geeignetes Mittel zur Gewährleistung eines dauerhaften Zugangs

Die Reservierungsquote in Höhe von 10% der Gesamtkapazität ist geeignet, einen dauerhaften Drittzugang zu der LNG-Anlage zu gewährleisten. Auf der Grundlage der von der Beschlusskammer vorgegebenen Vergaberegeln werden 10% der Gesamtkapazität auf kurzfristiger Basis (year ahead oder unterjährig) vermarktet. Angesichts der bereits skizzierten Trends im LNG-Spot-Markt zu einer gesteigerten Nachfrage an Kurzfristprodukten in Europa (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 22 f., 39 und 95) kann ein solches Kurzfristprodukt für potentielle Händler mit entsprechender Ausrichtung attraktiv sein.

(4) Erforderlichkeit der Reservierungsquote zur Gewährleistung eines dauerhaften Zugangs

Die durch Tenor zu 6. vorgegebene Reservierungsquote ist nach Ansicht der Beschlusskammer auch erforderlich, um die Ausnahme vom geltenden Netzzugangsregime auf das zur Investitions-

ermöglichung erforderliche Maß zu beschränken und im Sinne der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit (§ 28a Abs.1 Nr. 1 EnWG) einen dauerhaften wirksamen und diskriminierungsfreien Drittzugang über den langjährigen Genehmigungszeitraum sicherzustellen. Weniger belastende, aber gleich effektive Maßnahmen sind nicht ersichtlich.

Soweit die Antragstellerin in ihrer Stellungnahme vom 28.07.2020 (S. 5 f.) die Auffassung vertritt, dass eine Reservierungsquote zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit nicht erforderlich sei, da der wettbewerbsfördernde Effekt nach den Feststellungen der Beschlusskammer im Rahmen der Analyse der Wettbewerbssituation und der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit auch ohne eine Reservierungsquote und selbst bei einer vollständigen Vergabe an ausschließlich etablierte Marktakteure einträte, vermag dies nicht zu überzeugen. Es wird hierzu auf die Ausführungen der Beschlusskammer unter Abschnitt 3.8.5, dort Ziffer (9), verwiesen.

(5) Sekundärvermarktung und UIOLI-Verfahren nicht gleich wirksame Mittel zur Gewährleistung eines dauerhaften Zugangs

Aus Sicht der Beschlusskammer reichen die beiden durch Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG vorgeschriebenen Engpassmechanismen Sekundärvermarktung und UIOLI-Verfahren für sich genommen nicht aus, neuen Marktteilnehmern, welche nicht bei der Erstvergabe Kapazitäten gebucht haben, effektiven Zugang zur LNG-Anlage zu gewähren.

Das UIOLI-Verfahren bietet zum einen ebenso wie das Recht zu Sekundärvermarktung keine sicheren kurzfristigen Kapazitäten. Denn das mögliche Angebot liegt in der Hand der Primärkapazitätsinhaber.

Darüber hinaus generiert das UIOLI-Verfahren ggf. nur eine mit einer sehr knappen Vorlaufzeit zur Verfügung stehende Kapazität (kritisch zu dieser Problematik auch: vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 95).

Die Beschlusskammer hat zur Bestimmung angemessener Vorlaufzeiten in der Kurzfristvermarktung und bei einem UIOLI-Verfahren Auswertungen zu Vorlaufzeiten von Handelsgeschäften auf dem LNG-Spotmarkt und zum Zeitbedarf der relevanten Schritte des LNG-Transportzyklus durchgeführt. Bei der Analyse des LNG-Transports lag der Fokus auf den zeitintensiven Transporten zwischen Exporthafen und Importhafen. Die Berechnung der Reisezeiten basieren dabei auf Daten und Annahmen der Studie „The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook uncertain“ der University of Oxford (<https://www.oxfordenergy.org/publications/lng-shipping-forecast-costs-rebounding-outlook-uncertain/>) und des Oxford Institute for Energy Studies aus dem März 2018 und auf den Schifffahrtsrouten der Internetplattform <https://sea-distances.org/>. Die Annahmen zu den Vorlaufzeiten von Handelsgeschäften auf dem LNG-Spotmarkt basieren auf verschiedenen Pressemeldungen (vgl. u. a. Reutersmeldung vom 26.02.2019 zu dem Angebot der Bontang LNG

für zwei Spot-Cargos mit Lieferung im April und Mai 2019; Reutersmeldung vom 08.05.2019 zu dem Angebot einer Spot-Cargo von Angola LNG in der zweiten Maihälfte 2019 und Reutersmeldung vom 24.05.2019 mit den Angeboten des Tangguh LNG projects in Indonesia für drei Spot-Cargos mit Lieferung im August und September 2019, dem Angebot von Brunei LNG für eine Spot-Cargo mit Lieferung im späten Juni 2019 und dem Angebot der Norway's DEA Norge für eine Spot-Cargo mit Lieferung im Juli 2019). Im Rahmen dieser Auswertungen kommt die Beschlusskammer zu dem Ergebnis, dass Spotgeschäfte in der Regel mit mindestens einem Monat, oft sogar mit mehreren Monaten Vorlauf gehandelt werden. Zudem werden in den Geschäften auch oft mehrere Spotlieferungen zu verschiedenen Zeitpunkten in den nächsten Monaten angeboten. In Abhängigkeit der vereinbarten Transportmodalitäten sind dazu Vorlaufzeiten für den Charter des LNG-Tankers einzuplanen. Im LNG-Handel wird zwischen zwei verschiedenen Vertragskonstellationen bzgl. des Transportes unterschieden (GIIGNL annual report 2019). Zum einen kann ein Handelskontrakt beinhalten, dass der Käufer das LNG ab der Verflüssigungsanlage übernimmt und für den Transport des LNG zur Empfangsanlage selbst verantwortlich ist („Free-On-Board“ FOB-Vertrag). Zum anderen werden aber auch Handelskontrakte abgeschlossen, bei denen der Verkäufer das LNG in einen vereinbarten Ankunftshafen liefert („Delivered Ex-Ship“ DES-Vertrag). Je nach Lage der Verflüssigungsanlage sind zudem Reisezeiten von 11 (moderner LNG Tanker mit Dual Fuel Diesel Electric Antrieb bei Transport aus Sabine Pass in den USA) bis mehr als 30 Tagen (ältere Antriebstechnik und Transport aus Australien) zu berücksichtigen. Die komplette Abwicklung solcher Spotgeschäfte im Rahmen einer UIOLI-Frist von 30 oder weniger Tagen wird in der Regel nicht möglich sein.

Darüber hinaus generiert das UIOLI-Verfahren, unabhängig von einer Vorlauffrist von beispielsweise 30 Tagen oder auch 45 Tagen vor dem Datum des Entlade-Slots nur eine sehr kurzfristig zur Verfügung stehende Kapazität, die allenfalls zum Umleiten eines bereits geplanten oder sogar eines bereits auf dem Weg nach Europa befindlichen Schiffes zu einem anderen Zielhafen, aber nicht zur kompletten Abwicklung einer Spotlieferung genutzt werden kann.

Daher wertet die Beschlusskammer für die Ermöglichung eines wettbewerbsfördernden Drittzugangs zur LNG-Anlage die Reservierungsquote bzw. das Kapazitäts-Release-Programm insgesamt als einen zusätzlich notwendigen Mechanismus. Denn nur ein solches Kurzfristprodukt ermöglicht Kunden Kapazitätsbuchungen mit einem Vorlauf von mehreren Monaten bis zu einem Jahr und bietet so die zur Abwicklung einer oder mehrerer Spotlieferungen benötigten Vorlaufzeiten. Zudem steht ein solches Angebot planbar Jahr für Jahr mit zeitlichem Vorlauf zum Beginn des Buchungsjahrs zur Verfügung.

Demgegenüber kann der Einwand der Antragstellerin, dass die Reservierungsquote überflüssig sei, da es bereits einen vitalen Sekundärmarkt mit Angeboten sowohl für Spot-Cargos als auch entsprechende Entladeslots und Terminkapazitäten gäbe (Schreiben vom 28.07.2020, S. 7), nicht durchgreifen. Zum einen bleibt die Antragstellerin einen Nachweis und genauere Angaben

schuldig. Zum anderen bestätigt diese Behauptung aber auch die der Reservierungsquote zugrundeliegende Prognose der Beschlusskammer, wonach ein Markt für entsprechende Kurzfristprodukte existiert bzw. sich entwickelt. Darüber hinaus bleibt festzuhalten, dass das durch die Reservierungsquote generierte Kurzfristprodukt mit seinen gegenüber dem UIOLI-Verfahren erheblich längeren Vorlaufzeiten einen deutlich größeren potentiellen Kundenkreis erreichen kann und ein solches Produkt auch unabhängig von der Entscheidung des Primärkapazitätsinhabers für potentielle Kunden planbar und gesichert zur Verfügung steht. Nur ein solches Kurzfristprodukt bietet daher einen dauerhaften gesicherten und planbaren Drittzugang.

#### (6) Keine Abschottung der Infrastruktur angesichts der Dauer der Ausnahme

Bei der Bestimmung von Bedingungen für einen diskriminierungsfreien Zugang ist nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG die Dauer der Ausnahme zu berücksichtigen. Die Antragstellerin hat einen Zeitraum von 25 Jahren für die Ausnahme beantragt. Der LNG-Markt ist aktuell ein hoch dynamischer, sich rasch und stark entwickelnder neuer Markt, dessen Entwicklung u. a. auch im Rahmen der Energiewende in Deutschland schwer vorhersehbar ist. Festzustellen ist aufgrund des Trends zu steigenden LNG-Importen und einer steigenden Auslastung von LNG-Anlagen in Europa eine wachsende Bedeutung von LNG-Importen in Europa (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 19 ff.). Ebenfalls zu beobachten ist ein wachsender LNG-Spot-Markt und eine verstärkte Nachfrage nach Kurzfristprodukten (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 22 f., 39 und 95).

Die LNG-Anlage Brunsbüttel eröffnet die Möglichkeit, neben dem leitungsgebundenen Gas beispielsweise aus Russland und Norwegen, neue direkte Gasquellen für die Versorgung in Deutschland zu erschließen. In Deutschland selbst existiert bislang keine unmittelbar an ein deutsches Fernleitungsnetz angeschlossene LNG-Anlage. Eine Abschottung dieser neuen Infrastruktur für einen kleinen Kreis an Erstbuchenden für einen Zeitraum von 25 Jahren, würde daher deren Beitrag zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung beeinträchtigen. Auch die Europäische Kommission weist in diesem Zusammenhang ausdrücklich auf die Bedeutung der Reservierungsquote zur Verringerung der Abhängigkeit von einzelnen Marktteilnehmern und Ermöglichung eines Zugangs für eine große Zahl an Marktteilnehmern angesichts der langjährigen Genehmigungsdauer hin (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 58 f.). Führt man ausschließlich die beiden Engpassmechanismen Sekundärvermarktung und UIOLI-Verfahren ein, hätte man lediglich nicht planbar zur Verfügung stehende kurzfristige Buchungsmöglichkeiten geschaffen. Ein Engpassmanagement, was sich auf die beiden Instrumente Sekundärvermarktung und UIOLI-Verfahren



beschränkte, liefe also angesichts der oben beschriebenen gegenwärtig erkennbaren zeitlichen Gegebenheiten im LNG-Spot-Markt voraussichtlich weitgehend leer.

Die Antragstellerin hält demgegenüber die Engpassmechanismen der Sekundärvermarktung und ein UIOLI-Verfahren für vollkommen ausreichend, um Abschottungseffekten entgegenzuwirken und beruft sich zur Begründung auf den Auslegungsvermerk der Arbeitsstellen der Europäischen Kommission (Schreiben vom 28.07.2020, S. 6 f.). In der zitierten Stelle heißt es, dass die Kommission es umso eher für erforderlich hält, dass Abschottungseffekten entgegengewirkt wird, wenn die Ausnahme den Abschluss langfristiger Verträge erlaubt. Als Maßnahmen, die insbesondere („in particular“) in Frage kommen, zählt der Auslegungsvermerk UIOLI-Regeln und die Sekundärvermarktung auf (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 42).

Die in diesem Zusammenhang geäußerte Auffassung der Antragstellerin kann nicht überzeugen. Zum einen ist die zitierte Stelle in dem historischen Kontext der Entstehung des Auslegungsvermerks zu sehen. Oben wurde bereits darauf hingewiesen, dass der Auslegungsvermerk noch zu der alten Richtlinie 2003/55/EG ergangen ist, die deutlich weniger strenge Vorgaben für Regeln für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement enthielt (siehe Abschnitt 3.8 unter Ziffer (2)).

Darüber hinaus nennt der Auslegungsvermerk zu der alten Richtlinie 2003/55/EG trotz deutlich weniger strenger Richtlinienvorgaben die beiden Engpassmechanismen UIOLI-Regeln und Sekundärvermarktung als in Betracht kommende Maßnahmen in einer nicht abschließenden Aufzählung („insbesondere“). Damit kamen bereits nach der alten Rechtslage über UIOLI-Regeln und die Sekundärvermarktung hinaus weitere Engpassmechanismen zur Verminderung von Abschottungseffekten in Betracht.

Zur Gewährleistung der durch § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG oben genannten Voraussetzungen und unter Berücksichtigung des restriktiven Ausnahmecharakters des § 28a EnWG, ist es aus den dargelegten Gründen aus Sicht der Beschlusskammer erforderlich, einen weiteren Engpassmechanismus einzuführen. Unter Abwägung der genannten relevanten Gesichtspunkte bedarf es nach Ansicht der Beschlusskammer eines gesicherten und dauerhaften diskriminierungsfreien Drittzugangs während des gesamten Ausnahmezeitraums zumindest für einen Teil der Kapazitäten, um eine wettbewerbsabträgliche Abschottung der LNG-Anlage über die Dauer der langjährigen Ausnahme zu verhindern. Ein solcher Engpassmechanismus muss nach Ansicht der Beschlusskammer dritten Marktteilnehmern gesichert eine Buchung von Kapazitäten für das kommende Buchungsjahr (year ahead) ermöglichen.

(7) Angemessenheit der Reservierungsquote vor dem Hintergrund wirtschaftlicher Nachteile

Die Antragstellerin hat ausgeführt (u. a. im Schreiben vom 20.03.2019 und 28.08.19), dass eine Reservierungsquote in Höhe von 10-15% bzw. eine Erstvergabe von nur 85-90% die Verwirklichung des Projekts grundsätzlich in Frage stellen würde. Sie sieht bei Anwendung einer Reservierungsquote ein klares Finanzierungsrisiko, das sich in dem Risiko einer Nichtnutzung der Anlage sowie in dem Risiko, dass sich Kosten und Erlöse in Zukunft ändern, niederschlagen könnte.

Eine Reservierungsquote ist nach Ansicht der Beschlusskammer entgegen der Auffassung der Antragstellerin weder per se noch im konkreten Fall unverhältnismäßig. Vielmehr handelt es sich um ein Instrument, das auch im regulären Leitungsregime zur Gewährleistung von dauerhaftem Drittzugang und Wettbewerb enthalten ist. Zwar kann eine Ausnahme nach § 28a Abs. 1 EnWG auch von den Zugangsverpflichtungen des § 20 EnWG erteilt werden. Eine solche Freistellung ist aber aufgrund des restriktiven Ausnahmecharakters des § 28a Abs. 1 EnWG und des Zwecks der Ausnahmegesetzgebung unter Abwägung aller maßgeblichen Gesichtspunkte auf das zur Ermöglichung der Investition erforderliche Maß zu beschränken (so auch Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 91 und 110).

(8) Kapazitäts-Release-Programm als gleich wirksames Mittel

Um den Bedenken der Antragstellerin gleichwohl Rechnung zu tragen und gleichzeitig die oben genannten gesetzlichen Vorgaben effektiv umzusetzen, hatte die Beschlusskammer im Rahmen des Verfahrensschritts zur Bestimmung der Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG als Alternative zur Reservierungsquote die Möglichkeit eines Kapazitäts-Release-Programms vorgesehen. Im Rahmen eines solchen Kapazitäts-Release-Programms wären die Primärkapazitätinhaber verpflichtet gewesen, jährlich einen Teil ihrer gebuchten langfristigen Kapazitäten an die Antragstellerin zum Zwecke der Vermarktung an Dritte auf kurzfristiger Basis zurückzugeben. Die Beschlusskammer erachtet ein solches Kapazitäts-Release-Programm als gleich wirksam, um einen dauerhaften, effektiven Drittzugang auf kurzfristiger Basis sicherzustellen und damit eine Öffnung der neuen Infrastruktur für neue Marktteilnehmer in einem sich dynamisch entwickelnden Markt dauerhaft zu gewährleisten.

Die Antragstellerin hat jedoch insoweit vorgetragen (vgl. insb. Schreiben vom 28.08.2019, S. 2f.), dass ein Kapazitäts-Release-Programm das Investitionsvorhaben gefährden würde. Der Abschluss der für planbare Kapitalrückflüsse maßgeblichen langfristigen Verträge würde dadurch gefährdet. Jedenfalls wäre die Nutzbarkeit eines solchen Kapazitätsprodukts so stark eingeschränkt, dass eine Vermarktung allenfalls zu deutlich niedrigeren Preisen denkbar sei. Das Kapazitäts-Release-Programm würde für die Kunden langfristiger Kapazitäten zu einer erheblichen Reduktion der Flexibilität der Langfristprodukte führen. Maßgeblich sei für die Kunden mit langfristigen Verpflichtungen von 20 Jahren und mehr entlang der Wertschöpfungskette (Verflüssigung

und Transport) aber ein Höchstmaß an Planungssicherheit und Flexibilität, um auf Preisschwankungen an den jeweiligen Märkten schnell reagieren zu können.

Die Antragstellerin hat vorgetragen, dass ein Kapazitäts-Release-Programm letztlich die für die Finanzierbarkeit des Vorhabens relevanten Abschlüsse von langfristigen Verträgen zu wirtschaftlich hinreichenden Bedingungen zur Ermöglichung der Investition gefährden würde. Nach Ansicht der Beschlusskammer ist die Antragstellerin besser in der Lage einzuschätzen, welches der beiden Engpassinstrumente – Reservierungsquote oder Kapazitäts-Release-Programm – wirtschaftlich nachteiligere Auswirkungen mit sich bringt.

Die Beschlusskammer hat den Bedenken der Antragstellerin daher entsprechend Rechnung getragen und im Rahmen der Ermessenausübung davon abgesehen, ein Kapazitäts-Release-Programm verbindlich vorzuschreiben.

(9) Sekundärvermarktung, UIOLI-Verfahren und Markttest keine gleich wirksamen Mittel zur Gewährleistung eines dauerhaften Zugangs

Soweit die Antragstellerin eine freiwillige Sekundärvermarktung oder ein UIOLI-Verfahren für ausreichend hält, um Dritten auch nach Vergabe der langfristigen Kapazitäten Zugang zur LNG-Anlage zu gewähren, kann dies demgegenüber nicht überzeugen, da diese Mechanismen wie ausgeführt nicht gleichermaßen geeignet sind, einen effektiven Drittzugang für die Dauer der Ausnahmegenehmigung zu gewährleisten. Anders als die Reservierungsquote oder ein Kapazitäts-Release-Programm greifen die Engpassmechanismen Sekundärvermarktung und UIOLI-Verfahren lediglich für nicht genutzte Kapazitäten und ein Drittzugang neuer Kunden wäre nur in einem solchen Fall der Nichtnutzung durch den Primärkapazitätsinhaber möglich. Dies würde einer möglichen Abschottung aufgrund langfristiger Verträge über alle zu vergebenden Kapazitäten nicht wirksam entgegenwirken. Aus diesem Grund erscheint auch der Verzicht auf eine Reservierungsquote und eine Einführung nur nach einer positiven Nachfrage nach Kapazitäten im UIOLI-Verfahren nicht geeignet, da ein solcher Markttest die Nachfrage nach einem anderen Produkt, nämlich einem aufgrund der kurzen UIOLI-Vorlaufzeiten deutlich kurzfristigeren und unattraktiveren Kapazitätsprodukt, abfragt. Auch die von der Antragstellerin vorgeschlagene unverbindliche Marktabfrage alle drei Jahre und ein eventuell folgender Kapazitätsausbau stellen keine gleichermaßen geeigneten Instrumente dar. Denn der Eintritt dieses Ereignisses ist tatsächlich und zeitlich mehr als ungewiss.

(10) Angemessenheit der parallelen Einführung einer Reservierungsquote neben dem UIOLI-Verfahren

Soweit die Beigeladene in ihrer Stellungnahme vom 30.01.2020 ausführt, dass die Anordnung des UIOLI-Verfahrens parallel neben der Reservierungsquote eine unzumutbare Belastung der Primärkapazitätsinhaber darstellen würde, kann dem nicht gefolgt werden. Zutreffend ist zwar, dass

beide Engpassmechanismen den Zweck verfolgen, einer Hortung von Kapazitäten entgegenzuwirken und für Dritte den Zugang zur LNG-Anlage zu ermöglichen.

Wie bereits ausgeführt, kann das UIOLI-Verfahren angesichts der für die Abwicklung eines LNG-Geschäftes (insb. aufgrund der langen Reisezeiten) häufig zu kurzen Vorlaufzeit und der vorrangigen Nutzungsmöglichkeit für den Primärkapazitätsinhaber jedoch nicht ebenso wirksam Zugang zu der LNG-Anlage ermöglichen, wie die jährliche bzw. unterjährige Vermarktung von zurückgehaltenen Kapazitäten.

Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG gibt vor, dass die Regulierungsbehörde in den Regeln für das Engpassmanagement vorzusehen hat, dass tatsächlich ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten sind. Dieser Vorgabe wird durch das von der Beschlusskammer gemäß Tenor zu 8. vorgegebene UIOLI-Verfahren umgesetzt, indem es eine Rückgabe der Kapazität durch den Primärkapazitätsinhaber für den Fall der Nicht-Nutzung und Vermarktung durch die Antragstellerin vorsieht.

Um den Bedenken der Beigeladenen und ihrem Beitrag zur Förderung der Investition durch den beabsichtigten Abschluss eines langfristigen Vertrages gleichwohl Rechnung zu tragen, hat die Beschlusskammer die UIOLI-Vorlaufzeit gegenüber der ursprünglich in den Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement vom 16.10.2019 vorgesehenen Frist von 45 Tagen auf 20 Tage verkürzt. Die UIOLI-Vorlaufzeit bewegt sich nun innerhalb der in Europa gängigen Vorlaufzeiten und ist so gering wie technisch und operativ möglich. Damit soll dem Bedürfnis der Beigeladenen und der Antragstellerin an der Werthaltigkeit und nach einer flexiblen Nutzung des erworbenen Kapazitätsproduktes genüge getan werden. Die Beschlusskammer ist aus denselben Gründen darüber hinaus dem Anliegen der Beigeladenen und der Antragstellerin gefolgt und hat die Pflicht zur Mitteilung an den Fall der Nicht-Nutzung geknüpft.

#### (11) Vergleichbare Regelungen für Betreiber und Nutzer von Importleitungen

Die von der Beschlusskammer vorgegebene Reservierungsquote stellt die Antragstellerin bzw. deren Kunden zudem nicht schlechter, als Betreiber oder Netznutzer von Leitungen, welche zum Beispiel den Import von Gas aus Norwegen oder Russland ermöglichen. Im Leitungsbereich ist eine langfristige Vermarktung von Kapazitäten lediglich für 15 Jahre (gemäß Art. 11 Abs. 3 Netzkodex Kapazitätszuweisung, VO (EU) 2017/459) und nicht wie in der vorliegenden Ausnahme gewährt für 25 Jahre in die Zukunft möglich. Darüber hinaus sind an jedem Kopplungspunkt 20 Prozent der technischen Kapazität zurückzuhalten und gem. Art. 8 Abs. 7 Netzkodex Kapazitätszuweisung (VO (EU) 2017/459) anzubieten (vgl. Tenor zu 4. der Festlegung vom 14.08.2015, BK7-15-001 – KARLA Gas 1.1): Danach werden mindestens 10% frühestens in der Jahresauktion auf langfristiger Basis angeboten, die während des fünften Gasjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet (vgl. Art. 8 Abs. 7 a) VO (EU) 2017/459). Die anderen 10% werden auf

jährlicher Basis frühestens in der Quartalsauktion angeboten, die vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet (vgl. Art. 8 Abs. 7 b) VO (EU) 2017/459). Somit sind auch im Leitungsbereich 10% der Kapazitäten dauerhaft für eine kurzfristige (unterjährige) Vergabe zu reservieren (vgl. Art. 8 Abs. 7b) VO (EU) 2017/459). Dies gilt nach der o.g. Festlegung auch für neu zu schaffende Kapazitäten.

#### (12) Keine willkürliche Festsetzung der Höhe der Reservierungsquote

Die Höhe der Reservierungsquote von 10% der Jahresdurchsatzkapazität orientiert sich also an den allgemeinen Vorgaben für die kurzfristige Kapazitätsvergabe für das kommende Buchungsjahr im Leitungsbereich (siehe Art. 8 Abs. 7 und 8 Netzkodex Kapazitätszuweisung, VO (EU) 2017/459). Es gibt zudem auch im hier relevanten nordwesteuropäischen Markt LNG-Anlagen, die nur 90% der Kapazitäten auf langfristiger Basis vermarktet haben (z. B. Zeebrugge und Fos Caveau mit jeweils 90% und Gate mit 92%, vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 40 f.). Darüber hinaus ist an den LNG-Anlagen in Spanien und Italien ein deutlich höherer Anteil an kurzfristiger Vermarktung bzw. sogar eine vollständige Vermarktung auf kurzfristiger Basis zu beobachten (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 40 f.). Die Höhe der kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten von 10% der Gesamtkapazität erscheint ausreichend und geeignet, einen positiven Beitrag zur Wettbewerbsförderung an der LNG-Anlage zu generieren und gleichzeitig kein übermäßiges Investitionshindernis aufzustellen.

Die Antragstellerin hält einen Vergleich mit den LNG-Anlagen in Spanien und Italien für nicht aussagekräftig (Schreiben vom 28.07.2020, S. 9). Dies begründet sie damit, dass die LNG-Anlagen in Spanien und Italien sich außerhalb des hier relevanten nordwesteuropäischen Marktes befänden, reguliert seien und zudem aufgrund der staatlichen Übernahme bestimmter Ausfallrisiken durch sog. „loss coverage“-Regime zum Teil über ein völlig anderes Risikoprofil verfügten.

Letztere Aussagen sind zutreffend. Dies hat die Beschlusskammer im Rahmen ihrer Abwägungsentscheidung aber durchaus berücksichtigt. Aus Sicht der Beschlusskammer zeigt die Tatsache, dass es LNG-Anlagen in Europa gibt, die ihre Kapazitäten zu einem überwiegenden Anteil bzw. alle Kapazitäten auf kurzfristiger Basis vermarkten, jedoch ungeachtet der von der Antragstellerin vorgebrachten Einwände zum einen, dass es wirtschaftliche Konzepte für eine solche kurzfristige Vermarktung gibt und zum anderen, dass es auch einen Markt für Kurzfristprodukte in Europa gibt. Auch die Beschlusskammer hat diese Beispiele jedoch nur der Vollständigkeit halber als Indizien und nicht als alleinige Tatsachengrundlage für die Bestimmung der Höhe der Reservierungsquote herangezogen. In erster Linie hat die Beschlusskammer sich hinsichtlich der Höhe der Reservierungsquote nicht an den LNG-Anlagen in Südeuropa, sondern den LNG-Anlagen in Nordwesteuropa orientiert, wo es durchaus – soweit Daten verfügbar sind (aus Großbritannien sind

keine Daten verfügbar) – prominente Beispiele aus Belgien, Frankreich und den Niederlanden gibt, bei denen der Anteil der Kurzfristvermarktung 8-10% ausmacht (z.B. Zeebrugge und Fos Caveau mit jeweils 90% und Gate mit 92%). Nicht überzeugen kann in diesem Kontext die Auffassung der Antragstellerin (Schreiben vom 28.07.2020, S. 9), wonach eine Orientierung an dem Anteil der Kurzfristvermarktung an den LNG-Anlagen in Zeebrugge und Gate schon deshalb ausscheide, da diese LNG-Anlagen insgesamt über eine deutlich höhere Gesamtkapazität verfügten und eine Nichtvermarktung von 10% bzw. 8% daher wirtschaftlich vergleichsweise tragbarer sei. Zum einen wird von der Antragstellerin nicht ausgeführt, warum die Nichtvermarktung eines prozentual identischen Anteils der Gesamtkapazität zu wesentlich anderen Ergebnissen hinsichtlich der wirtschaftlichen Tragbarkeit führen sollte, wenn die Höhe der Gesamtkapazität variiert. Dies gilt umso mehr, da die Gesamtkapazität der LNG-Anlage in Zeebrugge mit 9 Mrd. m<sup>3</sup>/a nicht wesentlich von der Gesamtkapazität der geplanten LNG-Anlage in Brunsbüttel mit 8 Mrd. m<sup>3</sup>/a abweicht. Zum anderen ist das Zurückhalten von 10% der Gesamtkapazität für eine kurzfristige Kapazitätsvergabe nicht mit einer Nichtvermarktung dieses Anteils gleichzusetzen.

Soweit die Antragstellerin die Orientierung an den Vorgaben im Leitungsbereich für nicht angemessen hält (Schreiben vom 28.07.2020, S. 8 f.), da derartige Auflagen für Netzbetreiber mit einer Vielzahl angeschlossener Netznutzer wirtschaftlich weitaus weniger einschneidend seien, da eine Sozialisierung zusätzlicher Kosten durch Umlegung auf die Letztverbraucher möglich sei, spricht dies nicht gegen die Bestimmung der Reservierungsquote in Höhe von 10%. So hat die Beschlusskammer sich bei der Bestimmung einer angemessenen Höhe nicht allein auf die Vorgaben im Leitungsbereich gestützt, sondern insbesondere auch den Anteil der kurzfristigen Vermarktung an nordwesteuropäischen LNG-Anlagen in den Blick genommen.

#### (13) Berücksichtigung der technischen und operativen Gegebenheiten der LNG-Anlage

Die Antragstellerin hat im Verlauf des Verfahrens eine Ausgestaltung einer Reservierungsquote von 10% der maximalen Durchsatzkapazität – unter Hinweis auf die damit einhergehenden wirtschaftlichen Nachteile einer solchen Reservierungsquote – als möglich dargestellt. Dabei hat sie die technischen und operativen Gegebenheiten der LNG-Anlage berücksichtigt, um nicht Gefahr zu laufen, ihre vertraglichen Verpflichtungen gegenüber den Kunden aufgrund technischer oder operationeller Restriktionen zu verletzen (Schreiben der Antragstellerin vom 28.08.2019, S. 7 f.). Soweit die Beschlusskammer von diesen Vorgaben aufgrund eigener Berechnungen und Analysen abgewichen ist, hat sie dies jeweils mit der Antragstellerin rückgekoppelt, um sicherzugehen, dass die Abweichungen tatsächlich technisch und operativ durchführbar erscheinen. Die von der Beschlusskammer in Tenor zu 6. festgelegte Reservierungsquote in Höhe von 10% und die für die Vermarktung der zurückgehaltenen Kapazitäten geltenden Vorgaben erscheinen damit ungeachtet der aufgezeigten wirtschaftlichen Nachteile damit auch technisch und operationell als möglich. Bezogen auf die dem Antrag zu Grunde liegende Durchsatzkapazität von 8 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr beträgt die jährlich zurückzuhaltende Durchsatzkapazität somit 0,8 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas.

Durch die nunmehr veränderten Planungen der Antragstellerin (vgl. Schreiben vom 28.07.2020, S. 2 und Schreiben vom 08.09.2020), anstatt des einen Tanks mit einer Kapazität von 240.000 m<sup>3</sup>, zwei Tanks mit einer Kapazität von jeweils 165.000 m<sup>3</sup>, insgesamt also einer Kapazität von 330.000 m<sup>3</sup> zu errichten, dürften sich die mit der Antragstellerin diskutierten technischen und operationellen Schwierigkeiten bei der kurzfristigen Vermarktung zudem deutlich abgemildert haben. Das haben Simulationen und Berechnungen der Beschlusskammer ergeben. Dies dürfte insbesondere hinsichtlich der Festlegung einer Mindestlöschmenge (Tenor zu 6. c)) und der Vereinbarkeit der unterjährigen kurzfristigen Vermarktung mit den mit den langfristig Buchenden abgestimmten Jahresdienstleistungsplänen (Tenor zu 6. k) und l)) gelten.

(14) Keine unüberwindbaren wirtschaftlichen Nachteile

Soweit die Antragstellerin auf die durch die Reservierungsquote entstehenden wirtschaftlichen Nachteile, wie eine Finanzierungslücke und höheres unternehmerisches Risiko durch geringere Renditen, hinweist (insb. Schreiben vom 28.08.2019, S. 3 f.), kann dies letztlich aus Sicht der Beschlusskammer nicht durchgreifen. Die Antragstellerin trägt vor, dass eine nicht geschlossene Finanzierungslücke zu geringeren Renditen führe. Dies sei für die Anteilseigner aufgrund des damit verbundenen unternehmerischen Risikos nicht vermittelbar und gefährde daher die Investition. Denkbare Erlöse aus der Kurzfristvermarktung könnten demgegenüber angesichts der mit Unsicherheit belasteten Prognoseeinschätzung, wie ein solches Kurzfristprodukt in dem sich dynamisch entwickelnden LNG-Markt tatsächlich vermarktet werden könne, nicht oder nur in geringem Umfang im Business-Plan berücksichtigt werden. Die Antragstellerin führt weiter aus, [REDACTED]

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

Die Beschlusskammer erkennt an, dass mit der Zurückhaltung von 10% der LNG-Anlagenkapazität wirtschaftliche Nachteile entstehen können. Gleichwohl hat die Antragstellerin aus Sicht der Beschlusskammer letztlich nicht substantiiert darlegen können, dass eine Reservierungsquote in Höhe von 10% die Investition bzw. den Abschluss der für die Investition erforderlichen langfristigen Verträge unmöglich machen würde. Die Antragstellerin hat der Beschlusskammer vielmehr detailliert ausgearbeitete Regeln für eine mögliche Ausgestaltung eines Kapazitätsproduktes übermittelt und diese auch in Erörterungsterminen erläutert, die nach ihren eigenen Worten das Interesse verfolgen, „ihre geplante Investition sicherzustellen, ohne dabei aber an operationeller Flexibilität einzubüßen oder Gefahr zu laufen, ihre vertraglichen Verpflichtungen gegenüber den Kunden wegen operationeller Unzulänglichkeiten zu verletzen“ (Schreiben vom 28.08.2019, S. 7). Die Antragstellerin hat zudem das in Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG vorgesehene Interessenbekundungsverfahren in dem Zeitraum vom 29.10.2019 bis zum 28.11.2019 auf der

Basis der von der Beschlusskammer bestimmten Regeln und Mechanismen zum Kapazitätsmanagement und der Kapazitätszuweisung vom 16.10.2019 durchgeführt. Hierin enthalten war eine Reservierungsquote von 10% der Gesamtkapazität. Im weiteren Verfahrensgang ist jedenfalls nicht deutlich geworden, dass die potentiellen Kunden oder die Kapital- und Kreditgeber die Investition daraufhin aufgegeben hätten. Vielmehr haben potentielle Kunden ihre bisherigen Buchungsanfragen auch unter Geltung der Kapazitätsregeln und trotz einiger Kritik an einzelnen Punkten der Kapazitätsregeln in dem Interessenbekundungsverfahren vollumfänglich aufrechterhalten (vgl. Schreiben der Antragstellerin vom 03.12.2019, S. 2). [REDACTED]

[REDACTED] Die Antragstellerin ist bis zum heutigen Tag nach Kenntnisstand der Beschlusskammer im voranschreitenden Prozess der Vertragsanbahnung [REDACTED]

[REDACTED] Insofern hält die Beschlusskammer an dem Ergebnis des im Oktober/November 2019 durchgeführten Interessenbekundungsverfahrens fest. [REDACTED]

[REDACTED] Die Ergebnisse des Interessenbekundungsverfahrens hat die Beschlusskammer schon aufgrund der gesetzlichen Vorgabe des Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG zu berücksichtigen. An diesem Interessenbekundungsverfahren halten zudem sowohl die Antragstellerin, als auch die Beigeladene in ihren Stellungnahmen vom 28.07.2020 und 29.07.2020 fest und möchten eine erneute Durchführung ausschließen. Dass die Beigeladene ein grundsätzliches wirtschaftliches Interesse an möglichst geringen Tarifen für die langfristig zu vergebenden Kapazitäten hat und dieses im Rahmen des Ausnahmeverfahrens äußert und durchzusetzen versucht, ist dabei verständlich und legitim.

Auch die bau- und planungsrechtlichen Genehmigungsverfahren werden nach den Angaben der Antragstellerin weiter vorbereitet, so dass vorliegend nicht davon auszugehen ist, dass die von der Beschlusskammer bestimmte Reservierungsquote ein unüberwindbares wirtschaftliches Hindernis darstellt.

Soweit die Antragstellerin vorträgt, dass sie Gefahr laufe, dass die zurückgehaltenen Kapazitäten zu einem partiellen „stranded investment“ führten (Schreiben vom 29.05.2019, S. 2 und Schreiben



vom 28.07.2020, S. 11), kann dies ebenfalls nicht durchgreifen. Zum einen ist dem entgegenzuhalten, dass ein deutlicher Trend zu einer wachsenden Nachfrage nach LNG-Kurzfristprodukten zu verzeichnen ist (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 22 f., 39 und 95). Entsprechend weist auch die Antragstellerin darauf hin (Schreiben vom 28.07.2020, S. 7), dass es einen vitalen Sekundärmarkt mit Angeboten sowohl für Spot-Cargos als auch entsprechende Entladeslots bzw. Terminalkapazitäten gäbe. [REDACTED]

[REDACTED] Es ist daher davon auszugehen, dass ein entsprechender Markt für kurzfristige Produkte auch für die durch die Reservierungsquote zurückgehaltenen kurzfristigen Kapazitäten grundsätzlich existiert. Dies zeigt zudem auch der Anteil der kurzfristig vermarkteten Kapazitäten an anderen nordwesteuropäischen LNG-Anlagen (Zeebrugge und Fos Caveau mit 10% und Gate mit 8%).

Die Beschlusskammer hat zudem der von der Beigeladenen und der Antragstellerin geäußerten Kritik hinsichtlich der Vorgaben für das UIOLI-Verfahren (Mitteilungspflicht nur bei Nicht-Nutzung und kurze Vorlaufzeit) weitestgehend Rechnung getragen, um die Werthaltigkeit der langfristig zu vergebenden Kapazitäten nicht unangemessen zu beeinträchtigen. Schließlich hat die Beschlusskammer den Bedenken der Antragstellerin auch durch den in Tenor zu 11. aufgenommenen Änderungsvorbehalt Rechnung getragen, der es der Beschlusskammer erlaubt, die Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe und zum Kapazitätsmanagement in Tenor zu 5. bis 8. nachträglich abzuändern, um eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung der Kapazitäten während der Dauer der Ausnahme zu gewährleisten.

An der Bewertung der Angemessenheit der Reservierungsquote trotz wirtschaftlicher Nachteile ändert auch der weitere Vortrag der Antragstellerin mit Schreiben vom 28.07.2020 und 08.09.2020 nichts. Die Antragstellerin weist im Rahmen der Anhörung mit Schreiben vom 28.07.2020 und 08.09.2020 auf vermutlich deutlich steigende Gesamtinvestitionskosten, insbesondere hinsichtlich der Planung der beiden Tanks hin. Diese verschärften die durch die Reservierungsquote entstehende Finanzierungslücke massiv und gefährdeten die Investitionsentscheidung.

Die Beschlusskammer hat den Vortrag zum Anlass genommen und den Sachverhalt weiter aufgeklärt. Die Antragstellerin hat ausgeführt, dass erst durch die Erhöhung der Zwischenspeicherkapazität durch einen zweiten Tank die volle jährliche Kapazität von 8 Mrd. m<sup>3</sup> vermarktet werden kann. Die Vermarktung von mehr Kapazität sei erforderlich, um den Kunden trotz der vermutlich deutlich steigenden Gesamtinvestitionskosten marktkonforme und wettbewerbsfähige Tarife anbieten zu können und so den Abschluss langfristiger Verträge überhaupt zu ermöglichen. Nach dem Vortrag der Antragstellerin ist [REDACTED]

[REDACTED], um mit den LNG-Anlagen in Nordwesteuropa wettbewerbsfähig zu sein. Aus den von der Antragstellerin mit Schreiben vom

08.09.2020 vorgelegten Unterlagen ergibt sich, dass dieses Ziel bei einer Vermarktung von 7,2 Mrd. m<sup>3</sup>/a auf langfristiger Basis unter Beachtung der Reservierungsquote zu Tarifen unterhalb von [REDACTED]

[REDACTED] Aus den Unterlagen geht auch hervor, [REDACTED]

[REDACTED] Aus den vorgelegten Unterlagen geht aus Sicht der Beschlusskammer dahingegen nicht hervor, dass die Investition nicht mehr weiterverfolgt werden soll, wenn nur 7,2 Mrd. m<sup>3</sup>/a auf langfristiger Basis unter Beachtung der Reservierungsquote [REDACTED]

[REDACTED] Nach alledem wird zwar deutlich, dass – sollten sich die Gesamtinvestitionskosten der Antragstellerin tatsächlich, wie aktuell zu erwarten ist, deutlich erhöhen – der Abschluss langfristiger Verträge und damit die Projektfinanzierung deutlich schwieriger wird. Nach dem vorgesagten und den von der Antragstellerin vorgelegten Unterlagen halten die Anteilseigner aber auch unter den erschwerten Bedingungen und auch unter Beachtung der Reservierungsquote an dem Projekt fest.

Ein Diskussionspapier des DIW aus dem Jahr 2015 zur Finanzierung von LNG-Projekten und der Rolle langfristiger Kauf- und Verkaufsverträge (Sophia Ruester, Financing LNG Projects and the Role of Long-Term Sales-and-Purchase Agreements, DIW, 2015) kommt außerdem zu dem Ergebnis, dass – mit einer Ausnahme (Gate in den Niederlanden) – keine der betrachteten LNG-Anlagen zum Zeitpunkt des Finanzierungsabschlusses über langfristige Verträge in Höhe von 100 % der Terminkapazität verfügte. Anlagen in Westeuropa wie Swinemünde in Polen oder Dragon in Großbritannien hatten zu diesem Zeitpunkt erst 55% bzw. 72% ihrer Kapazität langfristig vergeben, ohne dass dies eine Projektfinanzierung unmöglich gemacht hätte.

Soweit die Antragstellerin auf massive Wettbewerbsnachteile gegenüber nordwesteuropäischen LNG-Anlagen mit Ausnahmegenehmigungen hinweist, von denen keine eine Reservierungsquote beachten müsse, geht dies indes fehl. Die Ausnahmegenehmigungen der aktuell ausgenommenen LNG-Anlagen in Europa lassen sich nicht miteinander vergleichen. Denn die meisten der Ausnahmegenehmigungen (so etwa für Gate in den Niederlanden, Porto Levante in Italien, South Hook und Isle of Grain in Großbritannien) beruhen auf der alten Richtlinie 2003/55/EG mit deutlich weniger strengen Vorgaben für ein Engpassmanagement, als nach der aktuellen Rechtslage (siehe hier Abschnitt 3.8, unter Ziffer (2)). Eine Ungleichbehandlung im rechtlichen Sinn scheidet zudem schon aufgrund der unterschiedlichen mitgliedstaatlichen Gegebenheiten, anzuwendenden Rechtsnormen, technischen und kommerziellen Gegebenheiten der Anlagen und den unterschiedlichen Zeitpunkten der Erteilung einer Ausnahmegenehmigung und den zum Teil erheblich voneinander abweichenden Geltungsdauern der Ausnahmegenehmigungen aus. So wurde die Ausnahme für die 4. Phase von Isle of Grain zum Beispiel nicht für die gesamte Kapazität für 22 Jahre, sondern nach Tranchen gestaffelt in 13 Jahre (2,0 bcma), 20 Jahre (2,6 bcma) und 22

Jahre (3,7 bcma), erteilt. Es fehlt damit bereits an einem vergleichbaren Sachverhalt. Zum anderen ist es nicht unzulässig, dass die Regulierungsbehörden unterschiedlicher Mitgliedstaaten im Rahmen der zu treffenden Ermessensentscheidung zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen. Ein massiver Wettbewerbsnachteil ist aus Sicht der Beschlusskammer deswegen nicht zu beobachten, da auch andere Terminals in Nordwesteuropa, wie bereits mehrfach ausgeführt, ihre Kapazitäten zum Teil auf kurzfristiger Basis vergeben.

(15) Reservierungsquote als Ergebnis einer Abwägung der widerstreitenden Interessen

Die in Tenor zu 6. a) bis n) bestimmte Ausgestaltung der Reservierungsquote und die Vorgaben zur kurzfristigen Vermarktung der zurückgehaltenen Kapazitäten sollen die berechtigten Interessen der Antragstellerin an den erforderlichen Investitionsbedingungen und der technischen und operativen Durchführbarkeit so weit wie möglich berücksichtigen und gleichzeitig einen dauerhaften und möglichst effektiven Drittzugang zur LNG-Anlage gewährleisten. Sie sind geeignet, erforderlich und angemessen, um diese Ziele zu erreichen.

Darüber hinaus steht es der Antragstellerin frei, ob sie zusätzlich weitere, noch nicht vergebene Kapazitäten in diesem Rahmen anbieten möchte. Durch die Formulierung „mindestens“ in Tenor zu 6. wird klargestellt, dass es der Antragstellerin freisteht, darüberhinausgehende Regelungen zu treffen, soweit diese die in der Freistellungsentscheidung bestimmten Vorgaben unberührt lassen.

Im Einzelnen:

a) Registrierung (Tenor zu 6. a))

Tenor zu 6. a) sieht vor, dass potentielle Kunden sich vor der Teilnahme an der Vergabe der kurzfristigen Kapazitäten bei der Antragstellerin registrieren lassen müssen. Aufgrund des nachvollziehbaren Sicherheitsbedürfnisses der Antragstellerin und der Ermöglichung einer reibungslosen Abwicklung der Geschäftsprozesse und des Betriebsablaufs, gilt die Pflicht zur Registrierung für jeden Erwerb von Kapazitäten, ob bei der erstmaligen Erstvergabe oder der Vergabe von freien Kapazitäten nach der Erstvergabe. Da die kurzfristige Vermarktung jährlich stattfindet und mit einem Vorlauf von vier Wochen öffentlich bekannt zu geben ist (vgl. Tenor zu 6. f)) stellt die Pflicht zur Registrierung auch keine unangemessene Zugangsbarriere auf.

b) Kurzfristige Vergabe der Kapazitäten in Form von Slots (Tenor zu 6. b))

Mit der Vorgabe nach Tenor zu 6. b) folgt die Beschlusskammer dem Vorschlag der Antragstellerin, die durch Engpassmechanismen gewonnenen frei gewordenen Kapazitäten in Form von festen Nutzungsslots zu vermarkten. Dies erscheint sowohl für die Antragstellerin operativ durchführbar, als auch für potentielle LNG-Anlagennutzer als ein geeignetes Produkt.

Die Beschlusskammer geht insofern davon aus, dass die operative Umsetzung einer kurzfristigen Vermarktung von Kapazitäten ebenfalls in Form von Slots einen verhältnismäßigen Aufwand darstellt. Durch die kurzfristig zu vergebenden Slots sollen weitere potenzielle Nutzer die Möglichkeit erhalten, in regelmäßigen Abständen unterjährigen Zugang zur LNG-Anlage zu erhalten. Insofern wird bestimmt, dass die Slots möglichst gleichmäßig über das Buchungsjahr verteilt sein müssen.

c) Mindestlöschmenge von mindestens 150.000 m<sup>3</sup> LNG pro Slot (Tenor zu 6. c))

Die Beschlusskammer sieht bei der Bestimmung der Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung die Gewährleistung eines dauerhaft sicheren sowie sinnvoll nutzbaren und diskriminierungsfreien Drittzugangs als notwendig an (vgl. Abschnitt 3.8.5.2). Damit diese Vorgabe nicht leerläuft und ein wirtschaftlich sinnvoll nutzbares Produkt generiert werden kann, muss aus Sicht der Beschlusskammer auch eine feste Mindestmenge an LNG bestimmt werden, die pro Slot gelöscht werden können muss.

Die Beschlusskammer hat die Mindestlöschmenge auf 150.000 m<sup>3</sup> LNG pro Slot festgelegt. Dies korrespondiert mit den Ergebnissen eigener Auswertungen zu Schiffsgößen und den individuellen technischen und operationellen Gegebenheiten der LNG-Anlage Brunsbüttel der Beschlusskammer, die diese zur Bestimmung der Mindestgröße vorgenommen hat. Diese basieren auf der im GIIGNL Annual Report 2019 der International Group of Liquefied Natural Gas Importers veröffentlichten Liste aller weltweit im Einsatz befindlichen LNG-Tanker mit ihren Baujahren. Diese Auswertung umfasst 499 der 563 von der GIIGNL aufgeführten LNG-Schiffe, da es sich bei 33 Schiffen um ein FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) und bei 31 Schiffen um Spezialschiffe z.B. für den Einsatz bei Havarien bzw. sehr kleiner Weiterverteiler zum lokalen LNG-Transport handelt. Die Beschlusskammer berücksichtigt damit nur Schiffe, die für den länderübergreifenden LNG-Handel zum Einsatz kommen können. Aus dieser Auswertung ergibt sich, dass über alle Baujahre der durchschnittliche LNG-Tanker über eine Kapazität von 156.100 m<sup>3</sup> LNG verfügt. Dieser Durchschnittswert ist auch aussagekräftig. Denn auch wenn einzelne Schiffe mit gerade einmal 25.000 m<sup>3</sup> über eine sehr geringe Kapazität und andere mit 267.000 m<sup>3</sup> über eine sehr große Kapazität verfügen, so machen diese Extreme nur einen sehr kleinen Anteil an der gesamten weltweit im Einsatz befindlichen LNG-Flotte aus. Lediglich 18 der 499 LNG-Tanker haben eine Kapazität von weniger als 120.000 m<sup>3</sup> und nur 45 Schiffe verfügen über ein Fassungsvermögen von mehr als 200.000 m<sup>3</sup>. Bei der Auswertung ist auch die Altersstruktur der Schiffe zu beachten. Der GIIGNL Annual Report 2019 enthält neben der Liste der im Einsatz befindlichen LNG-Schiffe auch eine Analyse zum Alter der Tanker. Bereits 2017 waren nur 13,7% aller Schiffe älter als 20 Jahre. Dieser Wert sank 2018 weiter auf 12,7%. Auch der Berichtsteil zu den Flottenveränderungen zeigt, dass der Trend zu neueren und im Durchschnitt größeren Schiffen geht. So standen 2018 fünf verschrotteten und drei für einen grundlegenden Umbau außer Betrieb gesetzten Tankern, die in den 70er und 80er Jahren gebaut worden waren, 49 neu ausgelieferte LNG-Tanker gegenüber. Die durchschnittliche Kapazität eines 2018 ausgelieferten Schiffes (ohne

FSRUs und Schiffe mit weniger als 50.000 m<sup>3</sup> Fassungsvermögen) betrug dabei 171.753 m<sup>3</sup>. Für die Auswertung, die vor dem Hintergrund einer für 25 Jahre geltenden Freistellungsentscheidung durchgeführt wurde, wurden deshalb nur die seit 2009 gebauten Schiffe (insgesamt 251) einbezogen. Die Daten älterer Schiffe sind für eine so weit in die Zukunft reichende Prognose aus Sicht der Beschlusskammer weniger aussagekräftig und wurden deshalb nicht berücksichtigt. Die Auswertung ergab, dass 49,4% der Schiffe über eine Kapazität von 170.000 m<sup>3</sup> LNG oder mehr verfügen. Diese Ergebnisse werden auch durch weitere Quellen wie etwa den World LNG Reports der International Gas Union 2017 gestützt. Letzterer gibt die durchschnittliche Kapazität eines 2016 gebauten LNG-Schiffes mit 168.000 m<sup>3</sup> an.

Auf Basis der Auswertung der aktuellen und prognostizierten Schiffsgrößen durch die Beschlusskammer sprechen niedrige Marktzutrittsbarrieren im Hinblick auf die Attraktivität möglicher Kurzfristprodukte eher für Slots von 170.000 m<sup>3</sup> LNG und mehr. Denn wenn ein Slot für eine Kurzfristvermarktung im besten Fall das Löschen eines durchschnittlichen LNG-Tankers mit einer Kapazität von rund 170.000 m<sup>3</sup> ermöglicht, erhalten auch unter Berücksichtigung der Dauer der Ausnahme und des Trends zu größeren Schiffsgrößen eine möglichst große Anzahl an potentiellen Kunden Zugang zu den Kurzfristprodukten. Dadurch wird es wahrscheinlicher, dass ein solches Produkt auch nachgefragt wird.

Aus Sicht der Beschlusskammer darf jedoch nicht außer Betracht bleiben, dass es sich hierbei um eine zwangsläufig mit Unsicherheiten belastete Prognose für die Zukunft handelt. Um diesen Prognoseunsicherheiten angemessen Rechnung zu tragen, insoweit eine größere Flexibilität hinsichtlich denkbarer Kurzfristprodukte zu ermöglichen und auch um eventuelle technische Restriktionen zu berücksichtigen, kommt die Beschlusskammer daher insgesamt zu dem Ergebnis, dass zur Gewährleistung eines dauerhaft sicheren sowie sinnvoll nutzbaren und diskriminierungsfreien Drittzugangs eine Mindestlöschmenge von 150.000 m<sup>3</sup> LNG derzeit ausreichend ist. Eine darüber hinausgehende Löschmenge in der Größenordnung von ca. 170.000 m<sup>3</sup> LNG ist jedoch angesichts der aktuellen Prognose – soweit technisch möglich – anzustreben.

Der in Höhe von mindestens 150.000 m<sup>3</sup> LNG bestimmte Wert berücksichtigt zudem die individuellen technischen und operativen Gegebenheiten der LNG-Anlage Brunsbüttel. So ist die Antragstellerin in Beispielrechnungen selbst von einer LNG-Schiffgröße von 150.000 m<sup>3</sup> als gängiger mittlerer Schiffsgröße ausgegangen.

Soweit die Antragstellerin im Laufe des Verfahrens jedoch noch vorgetragen hatte, dass die Festlegung einer festen Mindestlöschmenge von 150.000 m<sup>3</sup> LNG den operationellen Anforderungen der LNG-Anlage Brunsbüttel und den Flexibilitätsbedürfnissen des LNG-Marktes nicht gerecht würde (vgl. Schreiben vom 29.05.2020, S. 4 f.), kann dies demgegenüber nicht überzeugen. Zum einen ist es der Antragstellerin freigestellt, auch Slots mit einer Löschmenge größer als 150.000 m<sup>3</sup> anzubieten. Angesichts der von der Antragstellerin durchgeführten Untersuchungen

zu den Schiffsgrößen im LNG-Markt erscheint es erforderlich, eine Mindestlöschmenge von mindestens 150.000 m<sup>3</sup> LNG festzulegen, um sicherzustellen, dass eine möglichst große Anzahl an potentiellen Kunden Zugang zu der LNG-Anlage hat. Darüber hinaus ist es potentiellen Kunden durch die Festlegung einer Mindestlöschmenge nicht verwehrt, ggf. geringere Mengen zu löschen, wenn dies im Rahmen des betrieblichen Ablaufs technisch und operativ möglich ist. Würden die Slots demgegenüber überwiegend oder ausschließlich das Löschen von Schiffen mit einem Volumen kleiner als 150.000 m<sup>3</sup> erlauben, bestünde die Gefahr, dass der Zugang zur LNG-Anlage angesichts der von der Beschlusskammer vorgenommenen Untersuchungen zu den Schiffsgrößen im LNG-Markt weitgehend leerliefe.

Würde man die feste Mindestlöschmenge pro Slot um 10.000 m<sup>3</sup> auf 140.000 m<sup>3</sup> LNG verringern, so wie von der Antragstellerin in ihrer Stellungnahme vom 28.08.2019 vorgeschlagen, könnten nur noch rund 30% der weltweit eingesetzten LNG-Tanker gesichert vollständig entladen werden. Aus öffentlich verfügbaren Angaben (GIIGNL ANNUAL REPORT 2019, [https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC\\_AREA/Publications/giignl\\_annual\\_report\\_2019-compressed.pdf](https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_annual_report_2019-compressed.pdf)) ergibt sich nämlich, dass rund 50% der weltweit eingesetzten LNG-Tanker ein Fassungsvermögen von bis zu 150.000 m<sup>3</sup> LNG haben. Dieser deutliche Unterschied bezogen auf die Möglichkeit einer vollständigen Löschung von LNG-Tankern hat die Beschlusskammer vor dem Hintergrund der oben dargestellten Untersuchungen bewogen, die feste Mindestlöschmenge bei 150.000 m<sup>3</sup> LNG festzusetzen.

Darüber hinaus haben Auswertungen der Beschlusskammer ergeben, dass aufgrund der Erhöhung der Zwischenspeicherkapazität auf 330.000 m<sup>3</sup> das Löschen von Schiffen mit einem Fassungsvermögen von 150.000 m<sup>3</sup> und mehr technisch und operationell deutlich einfacher abzubilden sein dürfte.

#### d) Mindestanzahl an Slots (Tenor zu 6. d))

Die Anzahl der jährlich anzubietenden Slots im Rahmen der kurzfristigen Kapazitätsvergabe wird auf mindestens sechs Slots pro Jahr festgelegt. Hiermit folgt die Beschlusskammer dem Vorschlag und dem Vortrag der Antragstellerin aus ihrer Stellungnahme vom 28.08.2019. Die Antragstellerin legt dar, dass sie bezüglich der Darstellung der jährlich anzubietenden Slots eine sehr hohe Flexibilität bei der Produktgestaltung bräuchte. Dies wird zum einen durch die technischen Restriktionen der geplanten LNG-Anlage, zum anderen durch die vermarkteten Nutzungsmöglichkeiten der langfristig buchenden Erstkunden begründet (vgl. Schreiben vom 29.05.2020, S. 4 f.). Dabei hat die Antragstellerin für jedes Jahr sicher zu stellen, dass die Summe der Mindestlöschmenge aller angebotenen Slots immer mindestens 10% der maximalen Jahresdurchsatzkapazität ergibt.

Bei einer zu vergebenden Kurzfriskapazität in Höhe von 10% der gesamten Jahresdurchsatzkapazität, das entspricht 0,8 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr, und einer Mindestlöschmenge von 150.000 m<sup>3</sup> LNG pro Slot ergeben sich rechnerisch ca. 9,1 Slots pro Jahr.

Es steht der Antragstellerin insoweit frei, dem Markt z. B. in einem Jahr weniger Slots als in einem anderen Jahr, dafür aber mit größeren Mindestlöschmengen anzubieten. Ebenso kann sie mehr Slots anbieten, wenn sie dabei die Mindestlöschmenge je Slot von 150.000 m<sup>3</sup> LNG nicht unterschreitet. Des Weiteren müssen die innerhalb eines Jahres in den Slots angebotenen Mindestlöschmengen nicht identisch sein. Maßgeblich ist hier, dass die Vorgabe der Mindestanzahl von sechs Slots pro Jahr nicht unterschritten wird. Damit wird dem Interesse der Antragstellerin und ihrer langfristig buchenden Kunden an Flexibilität hinreichend genüge getan. Auf der anderen Seite sichert die Vorgabe einer Mindestanzahl an Slots eine möglichst gleichmäßige Verteilung über das Jahr. Damit ist gewährleistet, dass Slots auch in attraktiven Monaten mit stärkerer Nachfrage nach Erdgas liegen. Die Vorgabe dient damit einen wirksamen Drittzugang, so dass entgegen der im Laufe des Verfahrens ursprünglich vertretenen Ansicht der Antragstellerin (Schreiben vom 29.05.2019, S. 4) auf eine Festlegung der Mindestanzahl nicht vollständig verzichtet werden kann.

#### e) Zeitpunkt der Vergabe (Tenor zu 6. e))

Tenor zu 6. e) bestimmt den Zeitpunkt, zu dem die Slots vergeben werden müssen. Dieser Zeitpunkt muss mit dem operativen Betriebsablauf der Antragstellerin vereinbar sein. Die Beschlusskammer hat daher die von der Antragstellerin vorgeschlagenen und begründeten Abläufe übernommen.

Die Antragstellerin plant im Zeitraum von September bis Oktober eines jeden Jahres die Festlegung des Jahresdienstleistungsplans für das kommende Buchungsjahr mit den langfristig Buchenden. In ihrer Stellungnahme vom 28.08.2019 hat die Antragstellerin vorgeschlagen, bei dieser Planung die kurzfristig zu vergebenden Slots gleichmäßig über das Jahr verteilt vorläufig zu fixieren. Eine endgültige Datierung der kurzfristig zu vergebenden Slots soll nach dem Vortrag der Antragstellerin dann erst zum Abschluss der Erstellung des Jahresdienstleistungsplans mit den langfristig Buchenden stattfinden. Insofern soll nach den Angaben der Antragstellerin im Anschluss an diesen Prozess die Vergabe der kurzfristig zu vergebenden Slots, jedoch keinesfalls später als zu Beginn des Monats Dezember stattfinden.

Die Beschlusskammer hatte sich ursprünglich dem Vortrag der Antragstellerin angeschlossen und den Zeitpunkt für die Vergabe auf spätestens zum 01. Dezember eines Jahres für das kommende Buchungsjahr festgelegt. Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 28.07.2020 darum gebeten, das Datum um eine Woche auf den 08. Dezember zu verschieben, um ihr bei der Durchführung

der Auktionsverfahren einen größeren zeitlichen Handlungsspielraum einzuräumen. Diesem Vortrag ist die Beschlusskammer gefolgt und legt nunmehr fest, dass die Vergabe spätestens zum 08. Dezember eines Jahres für das kommende Buchungsjahr erfolgen muss.

Die Antragstellerin hat in der Stellungnahme vom 28.08.2019 vorgetragen, dass eine Wahl zwischen einer Vergabe einzelner Slots oder einer Vergabe der Slots in einem Gesamtpaket mehr Flexibilität ermöglichen würde. Das Interesse der Antragstellerin an mehr Flexibilität zur Vermarktung der Kurzfriskapazitäten ist grundsätzlich anzuerkennen, da es die Vermarktungschancen unter Umständen erhöhen und operative Abläufe vereinfachen kann. Die Vermarktung eines Gesamtpaketes kann unter Umständen ein attraktives Produkt für neue Kunden darstellen, die ein Interesse an dem Absatz größerer Mengen LNG haben. Der Antragstellerin steht es daher frei, beim jährlichen Angebot jeweils einmalig vorrangig zur Vergabe der einzelnen Slots dem Markt sämtliche Slots in einem Gesamtpaket anzubieten oder bei der Vermarktung Gebote auf das Gesamtpaket der Slots vorrangig zu berücksichtigen. Sie hat dies bei der Veröffentlichung der Auktion entsprechend bekannt zu geben.

f) Vergabe in Aufpreisauktion (Tenor zu 6. f))

Das Zuweisungsverfahren für die kurzfristig zu vergebenden Slots muss im Interesse eines wirksamen Drittzugangs transparent und diskriminierungsfrei ausgestaltet sein. Aus Sicht der Beschlusskammer sind beide Kriterien durch das mehrstufige Verfahren einer Aufpreisauktion erfüllt. Alle Auktionsteilnehmer verfügen zum gleichen Zeitpunkt über identische Informationen bezüglich des zu ersteigernden Slot-Produkts und können sich gleichrangig an der Auktion beteiligen. Der Zeitpunkt der Bekanntgabe des Auktionsbeginns vier Wochen vor Beginn der Auktion wird bestimmt, damit alle relevanten Marktakteure ausreichend Gelegenheit haben, ihre Teilnahme an der Auktion vorzubereiten und ggf. notwendige Registrierungsprozesse bei der Antragstellerin durchzuführen.

Soweit die Antragstellerin in ihrer Stellungnahme vom 28.08.2019 vorsieht, dass das höchste Gebot den Zuschlag erhält, bedeutet dies nach dem Verständnis der Beschlusskammer im Hinblick auf die Aufpreisauktion, dass den Zuschlag derjenige Auktionsteilnehmer erhält, welcher im letzten Preisschritt eines angebotenen Slots ein verbindliches Gebot abgegeben hat.

Weiter stellt die in Tenor zu 6. f) gewählte Bezeichnung „initiale“ Aufpreisauktion klar, dass für die in den Aufpreisauktionen ggf. nicht vergebenen Slots ergänzend die kurzfristige Vergabe über ein weiteres unterjähriges Verfahren zur unterjährigen Vergabe von nicht im Rahmen der Jahresauktion vergebenen zurückgehaltener kurzfristiger Kapazitäten (vgl. nachfolgend Begründung zu Tenor zu 6. k)) erfolgt.



g) Transparenzanforderungen (Tenor zu 6. g))

Grundsätzlich steht es der Antragstellerin frei, die Slot-Produktbeschreibung so auszugestalten, wie sie es im Hinblick auf eine möglichst erfolgreiche Vermarktung und eine effektive Fahrweise der LNG-Anlage für sinnvoll erachtet. Bestimmte Transparenzvorgaben sind zur Gewährleistung eines wirksamen Drittzugangs jedoch erforderlich. Damit alle Marktteilnehmer genügend Zeit für die Vorbereitung auf die Auktion haben, ist die Slot-Produktbeschreibung mit einem Vorlauf von mindestens zwei Wochen vor Beginn der Auktion zu veröffentlichen.

Aus Sicht der Beschlusskammer sind die in Tenor zu 6. g) (1) bis (7) gemachten Vorgaben unerlässlich, damit die potenziellen Nutzer Klarheit über das zu erwerbende Produkt haben und unter den Slots ein Mindestmaß an Vergleichbarkeit gesichert wird.

Zu den Pflichtangaben gehören das Datum für den Entlade-Slot (Tenor zu 6. g) (1)) und das Ankunftsfenster (Tenor zu 6. g) (2)). Anzugeben ist auch die Menge an LNG in m<sup>3</sup>, die gesichert gelöscht werden kann (Tenor zu 6. g) (3)). Für Mengen, die ggf. zusätzlich auf unterbrechbarer Basis gelöscht werden können, gilt diese Vorgabe nicht.

Die Vorgabe für die gesicherte Regasifizierungsleistung in Höhe von mindestens 156 m<sup>3</sup> LNG/h (Tenor zu 6. g) (4)) ergibt sich rechnerisch daraus, dass für ein Zehntel der Gesamtjahresdurchsatzkapazität auch ein Zehntel der maximalen Regasifizierungsleistung (laut Antragstellerin: 1.560 m<sup>3</sup> LNG/h) zur Verfügung stehen muss. Zunächst hatte sich die Beschlusskammer bei der Vorgabe für die gesicherte Regasifizierungsleistung in den Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung vom 16.10.2019 dem Vorschlag der Antragstellerin in ihrer Stellungnahme vom 28.08.2019 in Höhe von mindestens 300 m<sup>3</sup> LNG/h angeschlossen. Nachfolgend ergaben sich weitere Diskussionen mit der Antragstellerin zur unterjährigen Vergabe von nicht im Rahmen der Jahresauktion vergebenen zurückgehaltenen Kurzfristkapazitäten. Im Rahmen dieser Diskussion hat die Beschlusskammer die gesicherte Regasifizierungsleistung wieder auf das Maß der im Entwurf der Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung vom 15.05.2019 in Höhe von mindestens 156 m<sup>3</sup> LNG/h abgesenkt. Dies ermöglicht es auch den kurzfristig buchenden Kunden, ihr angelandetes LNG gleichmäßig über das Jahr verteilt (sogenanntes Jahresband) zu regasifizieren. Die Vorgabe eines Mindestwertes erlaubt der Antragstellerin, flexibel auch höhere Regasifizierungsleistungen zur Verfügung zu stellen.

Der Regasifizierungszeitraum der angebotenen Slots (Tenor zu 6. g) (5)) ergibt sich aus dem Quotient der Menge an LNG gemäß Tenor zu 6. g) (3) und der Regasifizierungsleistung gemäß Tenor zu 6. g) (4). Beispielhaft würde sich bei einem Slot, der das Löschen von 150.000 m<sup>3</sup> LNG ermöglicht, und einer Regasifizierungsleistung in Höhe von 156 m<sup>3</sup> LNG/h ein Regasifizierungszeitraum von 962 Stunden ergeben.

Zu den zwingend anzugebenden Transparenzinformationen gehören des Weiteren der Startpreis für den Slot (Tenor zu 6. g) (6)) unter Berücksichtigung der Vorgaben unter Tenor zu 6. h) und die einzelnen Preisschritte (Tenor zu 6. g) (7)) unter Berücksichtigung der Vorgaben unter Tenor zu 6. i). Diese Transparenzangaben sind erforderlich, um potentiellen Kunden einen wirksamen Drittzugang zu gewährleisten.

#### h) Startpreis (Tenor zu 6. h))

Der Startpreis für einen Slot darf einen Maximalwert nicht überschreiten und kann ansonsten von der Antragstellerin in beliebiger Höhe festgesetzt werden. Die Formel zur Berechnung des Maximalstartpreises lautet:

$$\text{max. Startpreis}_{\text{Slot}} = \text{Basistarif} \times \frac{\dot{V}_{\text{Slot}}}{\dot{V}_{\text{Jahresdurchsatzkapazität}}} \times 1,1$$

Mit den Variablen:

Basistarif  $\left[ \frac{\text{€}}{\text{a}} \right]$ :

Der Preis, der von den Erstbuchenden für eine bestimmte Jahresdurchsatzkapazität an LNG zu entrichten ist.

$\dot{V}_{\text{Slot}} \left[ \frac{\text{m}^3 \text{ LNG}}{\text{Slot}} \right]$ :

Das Volumen an LNG, das im Rahmen eines Slots gelöscht werden kann.

$\dot{V}_{\text{Jahresdurchsatzkapazität}} \left[ \frac{\text{m}^3 \text{ LNG}}{\text{a}} \right]$ :

Das Volumen an LNG, auf das sich der Basistarif der Erstbuchenden bezieht.

Die Formel verdeutlicht, dass bei der Berechnung des Startpreises für einen Slot auf Grundlage des Basistarifs lediglich das LNG-Mengenverhältnis zwischen dem jeweiligen Slot und der dem Basistarif zugrundeliegenden Menge an LNG relevant ist. Analog zu dem Aufschlag gemäß Tenor zu 5. c) (1) darf die Antragstellerin auch hier einen Aufschlag in Höhe von maximal 10% anwenden. Eine Untergrenze für den Startpreis war nicht zu bestimmen. Je niedriger der Startpreis gewählt wird, desto attraktiver ist eine Teilnahme an der Auktion für potenzielle Nutzer. Mit den Vorgaben zur kurzfristigen Vergabe von Kapazitäten verfolgt die Beschlusskammer das Ziel, im Sinne der Wettbewerbsförderung und Gewährleistung eines effektiven Drittzugangs zu der LNG-Anlage mehreren, insbesondere neuen Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben, für das jeweils kommende Jahr Kapazitäten zu erwerben. Insofern ist ein (möglichst) niedriger Startpreis zu begrüßen.

Demgegenüber war dem Vortrag der Beigeladenen im Schreiben vom 29.07.2020 nicht zu folgen, wonach der Startpreis bei der unterjährigen Vermarktung nicht unterhalb des Niveaus der Kapazitätskosten für die langfristig buchenden Kunden liegen dürfe. Aus Sicht der Beschlusskammer läge hierin kein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot, da es sich bei langfristig zu vergebenden Kapazitäten und kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten um unterschiedliche Produkte mit unterschiedlichen Risiken und Chancen handelt. Unzutreffend ist etwa der Einwand der Beigeladenen, wonach es sich bei einer kurzfristigen Buchung generell um ein werthaltigeres Produkt handeln würde, da es sich um ein flexibleres und risikoärmeres Produkt handele. Bei einer kurzfristigen Buchung dürfte sich der Preis vielmehr den aktuellen marktlichen Signalen zum Zeitpunkt der Buchung anpassen, was Chancen, aber eben auch Risiken birgt. Zum anderen steht die kurzfristige Kapazität nur in weitaus geringerem Umfang zur Verfügung, als die langfristige Kapazität, so dass sich ein potentieller Interessent für kurzfristige Kapazität je nach Nachfrage nicht sicher sein kann, in jedem Fall die gewünschte Kapazität zu bekommen.

i) Regeln bei Übernachtfrage (Tenor zu 6. i))

Tritt der Fall einer Übernachtfrage bei einer Slot-Vermarktung ein, bestimmt Tenor zu 6. i), dass eine weitere Auktionsrunde durchzuführen ist. Der Teilnehmerkreis ist auf diejenigen Teilnehmer begrenzt, die bereits an der unmittelbar vorhergehenden Auktionsrunde teilgenommen haben. Nutzer, die nicht an der Auktion teilgenommen haben oder die bereits bei einer früheren Auktionsrunde für diesen Slot aus der Auktion ausgestiegen sind, erhalten nicht das Recht, erneut in die Auktion einzusteigen. Tenor zu 6. i) stellt außerdem klar, dass die Bestimmung der Höhe des Preisschritts der Antragstellerin obliegt. Denn die Antragstellerin verfügt über die Informationen, die notwendig sind, um eine geeignete Höhe für den Preisschritt zu ermitteln. Die in Tenor zu 6. i) geregelte Mitteilungspflicht über die Höhe des Preisschritts gegenüber der Beschlusskammer ist erforderlich, damit diese ihrer Aufsichtspflicht nachkommen kann. Ein zu hoch gewählter Preisschritt kann den Auktionsverlauf negativ beeinflussen. Hat die Beschlusskammer Anhaltspunkte dafür, dass der gewählte Preisschritt einen negativen Einfluss auf den Auktionsverlauf haben könnte, kann sie gegebenenfalls eine Änderung der Höhe des Preisschritts verlangen. Damit dies vor Beginn der Auktion möglich ist, ist die Beschlusskammer rechtzeitig vor dem Durchführen der Slot-Auktionen von der Antragstellerin über die von der Antragstellerin bestimmte Höhe des Preisschritts zu informieren.

j) Under-sell bei Aufpreisauktion (Tenor zu 6. j))

Tenor zu 6. j) regelt das Verfahren bei einem sogenannten Under-sell Fall im Rahmen der Aufpreisauktion zur Vergabe der kurzfristigen Kapazitäten.

Bei einer Aufpreisauktion kann es zu dem als Under-sell bezeichneten Fall kommen, dass von einer Auktionsrunde zur nächsten sämtliche Auktionsteilnehmer aussteigen. Nach welchem Verfahren bei einem Under-sell die Kapazitäten idealerweise zuzuweisen sind, ist von den Gegebenheiten des Einzelfalls – beispielsweise der Anzahl der Auktionsteilnehmer – abhängig. In Deutschland gibt es noch keine der Regulierung unterfallende LNG-Anlage. Die Beschlusskammer verfügt insofern noch nicht über LNG-spezifische Erfahrungen mit kurzfristig zu vermarktenden Slots und der hier geschilderten Under-sell Problematik. Letztlich geht die Beschlusskammer davon aus, dass die Antragstellerin aufgrund der Nähe zu den Nutzern in die Lage versetzt sein wird, ein im Sinne der Maximierung der Vermarktung von Slots geeignetes, diskriminierungsfreies Zuweisungsverfahren für den Fall eines Under-sell unter den zuletzt beteiligten Auktionsteilnehmern zu bestimmen. Neben der Diskriminierungsfreiheit erfolgt daher als einzige Vorgabe, dass der Slot unter den Auktionsteilnehmern zu vergeben ist, die sich an der letzten Auktionsrunde vor dem Under-sell beteiligt haben. Diese Regelung ist insofern naheliegend, da bereits vorher aus der Auktion ausgeschiedene Teilnehmer kundgetan haben, dass sie zu dem gegenwärtigen Preis (Slot-Preis inklusive des aufgerufenen Preisaufschlags) nicht am Erwerb des Slots interessiert sind. Es ist nicht ersichtlich, warum der Under-sell eine Situation auslösen sollte, die diesen Teilnehmern eine Revision ihrer Entscheidung erlauben sollte. Eine weitergehende Vorgabe ist zur Gewährleistung eines effektiven Drittzugangs daher nicht erforderlich.

- k) Gestaffeltes Vergabeverfahren und unterjährige kurzfristige Vergabe zurückgehaltener Kapazitäten (Tenor zu 6. k))

Die Vergabe von zurückgehaltener Kapazität soll den kurzfristigen Zugang von neuen Marktteilnehmern zur LNG-Anlage gewährleisten. Aus diesem Grund bestimmt die Beschlusskammer, dass der Teilnehmerkreis an den Auktionen zunächst auf registrierte Nutzer beschränkt ist, die noch nicht im Besitz langfristiger Kapazität für das kommende Buchungsjahr sind.

Für den Fall, dass in der ersten Vergaberunde per Auktion nicht alle Slots vergeben wurden, muss für diese noch zu vergebenden Slots eine weitere Vergaberunde per Auktion vorgenommen werden. Um in der zweiten Runde die Vermarktungschancen zu maximieren ist der mögliche Teilnehmerkreis auf alle registrierten Nutzer auszuweiten.

Die Beschlusskammer folgt nicht dem Vorschlag der Beigeladenen (Schreiben vom 29.07.2020, S. 4), wonach bereits in der ersten Auktionsrunde auch die langfristig Buchenden zugelassen werden sollen. Die kurzfristige Vermarktung dient in erster Linie einem gesicherten Zugang von potentiellen neuen Kunden für die Dauer der Ausnahmegenehmigung, um den Abschottungseffekten der zum Großteil auf langfristiger Basis vergebenen Gesamtkapazität entgegenzuwirken. Diesem Ziel wird es am besten gerecht, wenn die langfristig Buchenden erst dann zum Zuge kommen, wenn eine (vollständige) Nachfrage durch neue Kunden in einer ersten Runde nicht festgestellt werden konnte.

Sollten auch nach der zweiten Vergaberunde per Auktion nicht alle Slots vergeben worden sein, hat die Antragstellerin diese verbliebenen Slots unterjährig nach dem FCFS-Prinzip allen registrierten Nutzern anzubieten. Aus Sicht der Beschlusskammer ist das ggf. unterjährige Angebot einzelner, verbliebener Slots notwendiger Bestandteil einer kurzfristigen Vergabe der Kapazitäten.

Soweit die Antragstellerin ausführt (Stellungnahme vom 28.08.2019 und E-Mail vom 02.09.2019), dass eine Kurzfristvermarktung zu Verschlechterungen in der Jahresplanung von Erstkunden führt und daher abzulehnen sei, ist dies nicht nachvollziehbar. Überprüfungen durch die Beschlusskammer auf Basis der Darlegung der Antragstellerin haben entweder keine Verschlechterung oder sogar eine Verbesserung gezeigt. Nach Ansicht der Beschlusskammer trägt die unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten durch ein zusätzliches Angebot an unterjähriger Kapazität zur Förderung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger Beachtung der individuellen technischen und operativen Gegebenheiten der LNG-Anlage Brunsbüttel bei.

Soweit die Antragstellerin in ihrem Schreiben vom 28.07.2020 (S. 11 f.) erneut darauf hinweist, dass die unterjährige Vermarktung zu erheblichen operationellen Schwierigkeiten führe, kann dies nicht durchgreifen. Die Antragstellerin erklärt, dass die unterjährige Vermarktung dazu führe, dass die mit den langfristig buchenden Kunden abgestimmten Jahresdienstleistungspläne in großem Umfang angepasst werden müssten. Dadurch werde die Flexibilität der langfristig buchenden Kunden und Werthaltigkeit der langfristigen Kapazitätsprodukte eingeschränkt. Bei diesem Vortrag berücksichtigt die Antragstellerin jedoch in keiner Weise die nunmehr deutlich erhöhte Zwischenspeicherkapazität von 330.000 m<sup>3</sup>. Die von der Antragstellerin vorgetragenen operationellen Schwierigkeiten, denen die Beschlusskammer bereits durch die Möglichkeit der Abweichung von der Vorgabe zur Mindestlöschmenge Rechnung getragen hatte, beruhten maßgeblich auf der knapp bemessenen Zwischenspeicherkapazität. Da diese mittlerweile deutlich erhöht wurde, dürften auch die vorgetragenen technischen und operationellen Schwierigkeiten entfallen, zumindest aber deutlich entschärft sein. Dies haben auch eigene Berechnungen der Beschlusskammer bestätigt.

l) Abweichungen im Verfahren zur unterjährigen Vergabe bei technischen Restriktionen (Tenor zu 6. l))

Tenor zu 6. l) erlaubt für die unterjährige kurzfristige Vergabe der zurückgehaltenen, nicht vermarkteten Kapazitäten Abweichungen bei den Vorgaben zum Slot-Produkt (Tenor zu 6. c) und d)), um den nachvollziehbaren individuellen technischen Gegebenheiten der LNG-Anlage Brunsbüttel gerecht zu werden. Auch wenn die von der Antragstellerin vorgetragenen technischen und operationellen Schwierigkeiten aufgrund der Erhöhung der Zwischenspeicherkapazität mittlerweile weitestgehend entfallen oder doch zumindest deutlich entschärft sein dürften, hat sich die Beschlusskammer zur Beibehaltung der Abweichungsmöglichkeit entschieden. Von dieser darf nur im Fall technischer oder operationeller Restriktionen Gebrauch gemacht werden.

(1) Ein intensiver Austausch mit der Antragstellerin und zahlreichen Berechnungen seitens der Beschlusskammer sowie der Antragstellerin insbesondere noch einmal von Dezember 2019 bis Februar 2020 führten zu dem Ergebnis, dass es der Antragstellerin in Einzelfällen ggf. technisch nicht möglich ist, unterjährige Slot-Angebote mit einer festen Mindestlöschmenge pro Slot in Höhe von 150.000 m<sup>3</sup> LNG darzustellen, ohne dabei den mit den Nutzern der LNG-Anlage im Vorjahr verbindlich abgestimmten Jahresdienstleistungsplan ändern zu müssen. Um diesen technischen Restriktionen und den vertraglichen Bindungen der Antragstellerin gerecht zu werden, erlaubt Tenor zu 6. I) (1) für die unterjährige Vergabe von zurückgehaltenen Slots die feste Mindestlöschmenge an LNG in Einzelfällen geringer anzusetzen. Die Antragstellerin ist jedoch verpflichtet, die ggf. notwendige Reduktion der festen Mindestlöschmenge so gering wie möglich zu halten. Ob die Antragstellerin dazu Anpassungen am Schiffsankunftszeitfenster vornimmt, die Möglichkeiten zur Teilnahme am Borrowing & Lending erweitert, oder vereinzelt Vorgaben zur Schiffsgröße macht, liegt im Ermessen der Antragstellerin.

Nach den Berechnungen der Beschlusskammer dürfte eine Anpassung der Ankunftszeitfenster aufgrund der deutlich erhöhten Zwischenspeicherkapazität ohnehin nur noch in Einzelfällen erforderlich sein.

(2) Tenor zu 6. I) (2) bestimmt, dass die Regasifizierungsleistung für einen unterjährigen Slot in Abweichung zu der Vorgabe aus Tenor zu 6. f) (4) mindestens 300 m<sup>3</sup> LNG/h beträgt. Bei der Vorgabe für die gesicherte unterjährige Regasifizierungsleistung in Höhe von mindestens 300 m<sup>3</sup> LNG/h folgt die Beschlusskammer dem Vorschlag der Antragstellerin in ihrer Stellungnahme vom 28.08.2019. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die Antragstellerin insoweit die technischen und operativen Gegebenheiten der LNG-Anlage hinreichend berücksichtigt hat.

m) Weitere Gebühren und Kosten (Tenor zu 6. m))

Die Beschlusskammer erkennt an, dass mit der im Vergleich zur Erstvergabe als kleinteiliger zu bezeichnenden kurzfristigen Kapazitätsvergabe ein erhöhter Aufwand verbunden ist. Dennoch erachtet es die Beschlusskammer als unzulässig, wenn dies als Begründung zur Inrechnungstellung von weiteren Gebühren oder Kosten (z. B. Handling-Fee) herangezogen würde. Der gemäß Tenor zu 6. h) als zulässig bestimmte Preisaufschlag deckt aus Sicht der Beschlusskammer den mit der kleinteiligen Vermarktung verbundenen Mehraufwand vollständig ab.

n) Borrowing & Lending (Tenor zu 6. n))

Tenor zu 6. n) regelt die Anwendung des Borrowing & Lending-Prinzips für die kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten.

Das von der Antragstellerin beschriebene Prinzip von Borrowing & Lending erlaubt, dass im operativen Betrieb der LNG-Anlage die Nämlichkeit des ein- und ausgespeicherten LNG nicht gegeben sein muss. Nutzer, die noch kein eigenes LNG eingespeichert haben, können bereits auf die

Einspeicherung anderer Nutzer zurückgreifen, um ihre ganzjährig gebuchte Regasifizierungsleistung (Jahresband) nutzen zu können. Insbesondere bei einer erhöhten Auslastung der LNG-Anlage ist dieses Prinzip aus Sicht der Beschlusskammer unerlässlich, um den operativen Betrieb der LNG-Anlage im Rahmen der Vermarktung in Form von Jahresdurchsatzkapazitäten zu gewährleisten. Gleichzeitig bietet das Prinzip von Borrowing & Lending den Nutzern ein Flexibilitätspotenzial dahingehend, dass es unter bestimmten Umständen möglich ist, eine höhere oder niedrigere Regasifizierungsleistung in Anspruch zu nehmen. Ein Nutzer kann so die Ausspeicherung und Regasifizierung des LNG zeitlich steuern und an aktuelle Marktentwicklungen anpassen. Die Antragstellerin hat in ihrer Stellungnahme vom 28.08.2019 entgegen ihres vorhergehenden Vorschlags das Prinzip von Borrowing & Lending auch für die Buchenden von Kurzfristkapazitäten vorgesehen. Diesen geänderten Vorschlag hat die Beschlusskammer in Tenor zu 6. n) aufgegriffen. Ein mögliches Ausfallsrisiko für die Antragstellerin bzw. Langfristbuchenden könnte darin bestehen, dass Nutzer in der Auktion der kurzfristigen Kapazitäten einen Slot mit einer Vorlaufzeit von bis zu 14 Monaten erwerben können. Bei einer vollständigen Teilnahme solcher (ggf. neuer) Nutzer am Prinzip des Borrowing & Lending, wäre es ihnen erlaubt, schon vor Ankunft ihres ersten LNG-Schiffes LNG auszuspeichern und zu regasifizieren und diese Mengen erst später durch die eigene Lieferung wieder auszugleichen. Hier bestünde ein Ausfallrisiko in dem Fall, in dem ein solcher Nutzer in der Zwischenzeit insolvent geht oder aus anderen Gründen nicht in der Lage ist, LNG einzuspeichern. In einem solchen Fall müssten – je nach vertraglicher Ausgestaltung des Ausfallrisikos – die Antragstellerin bzw. die Langfristbuchenden die Fehlmengen ausgleichen. Um dieses Risiko auszuräumen, dürfen Nutzer mit kurzfristig erworbener Kapazität nach der Regelung durch Tenor zu 6. n) erst spätestens mit Beginn ihrer Einspeicherung am Prinzip des Borrowing & Lending teilnehmen.

Um die Ausgestaltungsfreiheit der Antragstellerin nicht unverhältnismäßig einzuschränken, erlaubt die Formulierung „spätestens“ es der Antragstellerin, Inhaber kurzfristig erworbener Kapazitäten auch schon vor Beginn der LNG-Einspeicherung am Prinzip des Borrowing & Lending partizipieren zu lassen.

o) Berichtspflicht zur unterjährigen Kurzfristvermarktung (Tenor zu 6. o))

Nach Tenor zu 6. o) ist die Antragstellerin dazu verpflichtet, jeweils bis zum 31. März eines Folgejahres unter Angabe der Gründe darüber zu berichten, in welchem Umfang Kapazitäten beim Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von Kapazitäten nicht vermarktet wurden. Die Berichtspflicht dient der Überwachung der Vorgaben zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe (Tenor zu 6. k) und l)). Diese Vorgaben beruhen auf einer Prognoseentscheidung unter Berücksichtigung der aktuellen Trends in der kurzfristigen Vermarktung im LNG-Markt. Die Beschlusskammer hat sich aus Verhältnismäßigkeitsgründen unter Berücksichtigung des Prognosecharakters dazu entschieden, die Vorgaben zur unterjährigen kurzfristigen Vermarktung auf ein Minimum zu be-

schränken. Die Berichtspflicht ermöglicht es der Beschlusskammer zu überwachen, ob zurückgehaltene Kapazitäten tatsächlich unterjährig angeboten werden und ob ein solches Produkt nachgefragt wird. Sollte eine unterjährige Vergabe aufgrund technischer oder operativer Gründe nicht stattfinden, hat die Antragstellerin diese Gründe der Beschlusskammer nach Tenor zu 6. o) mitzuteilen. Um den bürokratischen Aufwand so gering wie möglich zu halten, besteht die Mitteilungspflicht nur in dem Fall, dass eine Vermarktung nicht stattgefunden hat.

### **3.8.5.3 Sekundärvermarktung (Tenor zu 7.)**

Tenor zu 7. verpflichtet die Antragstellerin dazu, in ihren Kapazitätsverträgen besondere Regelungen für das Engpassmanagement vorzusehen, wonach mindestens jedem Nutzer das Recht zustehen muss, seine kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln. Diese Bestimmung dient der Umsetzung der Vorgabe des Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG, wonach die Regulierungsbehörde zur Auflage macht, dass in den Regeln für das Engpassmanagement vorzusehen ist, dass Nutzer der Infrastruktur das Recht haben, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln. Die Formulierung „mindestens“ stellt klar, dass die Antragstellerin weitere Regelungen zum Engpassmanagement aufstellen darf.

#### **a) Recht zur Sekundärvermarktung und Registrierung (Tenor zu 7. a))**

In Tenor zu 5. und 6. wurde bereits bestimmt, dass potenzielle Nutzer vor dem Erwerb von langfristiger bzw. kurzfristiger Kapazität bei der Antragstellerin registriert sein müssen. Diese Vorgabe gilt aufgrund des auch hier gegebenen Sicherungsbedürfnisses der Antragstellerin und im Interesse eines reibungslosen Funktionierens des operativen Betriebs auch für den Bereich der Kapazitätsübertragung im Rahmen der Sekundärvermarktung.

#### **b) Transparenzverpflichtung (Tenor zu 7. b))**

Tenor zu 7 b.) setzt die Vorgabe der Europäischen Kommission (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021, Art. 3) 3814 final) zu den Mindestanforderungen an die Transparenz auf dem Sekundärmarkt um. Zur Herstellung von mehr Transparenz auf dem Sekundärmarkt und Gewährleistung eines ausreichenden Wettbewerbs hat die Europäische Kommission verlangt, dass die Ausnahmegenehmigung eine Verpflichtung des Terminalbetreibers vorsieht, mindestens alle zuvor registrierten Marktteilnehmer unverzüglich im Voraus über Umfang und Zeitpunkt eines Kapazitätsangebotes auf dem Sekundärmarkt zu informieren (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Art. 3, Rn. 94 und 101). Die Europäische Kommission begründet diese Vorgabe damit, dass bilaterale Sekundärmärkte sehr intransparent seien und damit neuen Marktteilnehmern den Zugang zu solchen Kapazitäten erschweren können. Eine Veröffentlichung der Preise hält die Europäische Kommission im Hinblick auf schützenswerte Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse jedoch für nicht erforderlich. Aus-



reichend sei nach Auffassung der Europäischen Kommission vielmehr beispielsweise eine Verpflichtung des Kapazitätsinhabers zur rechtzeitigen vorherigen Meldung an die Antragstellerin vor einem Verkauf von Kapazitäten, damit diese die Informationen über Volumen und Zeitpunkt der verfügbaren Sekundärkapazität allen registrierten Marktteilnehmern zu Verfügung stellen könne. Damit sei sichergestellt, dass sich die Ausnahme nicht nachteilig auf den Wettbewerb auswirke (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 93 f.). Zur Begründung wird im Übrigen vollumfänglich auf den Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Art. 3, Rn. 94 und 101) Bezug genommen.

c) Zustimmung des LNG-Anlagenbetreibers (Tenor zu 7. c))

Der Antragstellerin ist nach Tenor zu 7. c) ein Zustimmungsrecht bei Kapazitätsübertragungen im Rahmen der Sekundärvermarktung einzuräumen. Ihr obliegt die Festlegung des Jahresdienstleistungsplans und die Koordination von notwendig werdenden Anpassungen im Laufe des Buchungsjahres. Um diese Aufgaben wahrnehmen zu können, ist es unerlässlich, dass die Antragstellerin gesicherte Informationen darüber hat, welcher Nutzer Inhaber von Kapazitäten ist und wie er diese zu nutzen gedenkt.

Die Zustimmung ist grundsätzlich zu erteilen. Eine Versagung ist nur zulässig, wenn wichtige Gründe einer Kapazitätsübertragung im Wege stehen. Ein wichtiger Grund liegt insbesondere dann vor, wenn unter Heranziehung objektiver, nichtdiskriminierender Kriterien berechnete Zweifel an der finanziellen und/oder technischen Leistungsfähigkeit des übernehmenden Nutzers bestehen.

d) Rechte und Pflichten bei Kapazitätsübertragung (Tenor zu 7. d))

Die Regelung in Tenor zu 7. d) stellt klar, dass im Fall einer erfolgreichen Kapazitätsübertragung der neue Kapazitätsinhaber vollständig in Rechte und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag eintritt. Folglich wird der ursprüngliche Kapazitätsinhaber im Rahmen der übertragenen Kapazitäten gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit.

e) Mitteilungspflicht zur tatsächlichen Nutzung von Slots und Zeitraum der Sekundärvermarktung (Tenor zu 7. e))

Die Sekundärvermarktung ist vom UIOLI-Verfahren zu differenzieren. Aus den bisherigen Ausführungen der Antragstellerin ist ersichtlich, dass sie die Sekundärvermarktung zeitlich vor dem UIOLI-Verfahren vorsieht. Die Beschlusskammer erachtet dies als sinnvoll und bestimmt insofern in Tenor zu 7. e) einen Zeitpunkt, der die Anwendungsmöglichkeit der beiden Verfahren voneinander abgrenzt. Bezüglich der Bestimmung des Zeitpunkts wird auf die Ausführungen zum UIOLI-Verfahren verwiesen (vgl. Abschnitt 3.8.5.4 b)).

#### 3.8.5.4 Use-it-or-lose-it-Verfahren (Tenor zu 8.)

Tenor zu 8. enthält die Verpflichtung der Antragstellerin, in ihren Verträgen über Kapazitäten besondere Regelungen für ein Engpassmanagement vorzusehen, die es nach dem UIOLI-Verfahren gebieten, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten. Die Bestimmung, dass die Antragstellerin verpflichtet wird, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten, dient der Umsetzung der Vorgabe des Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG, wonach die Regulierungsbehörde zur Auflage macht, dass in den Regeln für das Engpassmanagement vorzusehen ist, dass ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten sind.

Zu diesem Zweck hat die Antragstellerin mindestens die in Tenor zu 8. a) bis c) vorgesehenen Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren. Der Antragstellerin steht es frei, weitere Regelungen zur Ausgestaltung des Verfahrens zu treffen, soweit sie im Einklang mit den in Tenor zu 7. a) bis c) zwingend vorgegebenen Regelungen stehen.

a) Mitteilungspflicht zur Nicht-Nutzung von Slots und Vorlauffrist von 20 Tagen (Tenor zu 8. a))

Der Tenor zu 8. a) sieht vor, dass das UIOLI-Verfahren anzuwenden ist, wenn der Nutzer bis spätestens 20 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots mitteilt, diesen Slot nicht zu nutzen.

(1) Mitteilung nur bei Nicht-Nutzung

Sowohl von der Antragstellerin (Schreiben vom 24.01.2020), als auch von der Beigeladenen (Schreiben vom 30.01.2020) wurde im Laufe des Verfahrens bei der Bestimmung der Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe vom 16.10.2019 kritisiert, dass die Nutzer innerhalb einer bestimmten Frist verpflichtet seien, verbindlich mitzuteilen, ob sie einen Slot tatsächlich nutzen würden. Dies sei nicht gerechtfertigt, da es einen Mehraufwand bringe, die Nutzung der Flexibilität für den Primärkapazitätsinhaber erschwere und damit die Werthaltigkeit des langfristigen Kapazitätsproduktes beeinträchtige.

Die Beschlusskammer hat sich dem Vortrag der Antragstellerin und der Beigeladenen aus Verhältnismäßigkeitsgründen angeschlossen und die Mitteilung ausschließlich auf den Fall der Nicht-Nutzung beschränkt. Damit wird gewährleistet, dass die Werthaltigkeit der langfristigen Kapazitätsbuchungen nicht unangemessen beeinträchtigt wird.

(2) Registrierung und Bestimmung der Vorlauffrist von 20 Tagen

Die Vorlauffrist wird auf 20 Tage festgesetzt. Die Bestimmung der Vorlauffrist von 20 Tagen war Gegenstand zahlreicher Diskussionen mit der Antragstellerin und der Beigeladenen. Die Vorgabe folgt schließlich dem Vorschlag der Antragstellerin und berücksichtigt die nachvollziehbaren Interessen der potentiellen Kunden an einer möglichst werthaltigen und flexiblen Nutzung ihres Primärkapazitätsproduktes und der Antragstellerin an dem Abschluss der langfristigen Verträge zur Sicherung der Investition.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine möglichst frühe Bereitstellung der ungenutzten Kapazitäten eine sinnvolle Nutzung durch andere Marktteilnehmer ermöglicht und einem Horten von Kapazitäten wirksam entgegenwirken kann. Vor diesem Hintergrund sollte das UIOLI-Verfahren so früh wie möglich, spätestens aber an dem Zeitpunkt starten, zu dem die Antragstellerin Gewissheit darüber hat, dass ein bestimmter Entlade-Slot nicht genutzt werden wird. Eine längere Vorlaufzeit erhöht somit die Chancen, dass ein neuer Kunde ein solches Produkt auch nachfragen kann.

Bei der Bestimmung der Vorlaufzeit hat die Beschlusskammer eine Abwägung der widerstreitenden Interessen vorgenommen.

So hat die Beschlusskammer zunächst die von der Antragstellerin definierte 45-Tage Nominierungsbestätigung in Bezug auf den Monat, in dem sich der Entlade-Slot befindet, aufgegriffen (Schreiben vom 20.03.2019). Mit E-Mail vom 02.09.2019 teilte die Antragstellerin ohne nähere Begründung mit, dass nach aktuellen Gesprächen mit den potentiellen Langfristbuchenden zur Ausgestaltung des UIOLI-Verfahrens lediglich eine Frist von 30 Tagen Vorlauf zum Entlade-Slot als Zeitpunkt möglich sei. Mit Schreiben vom 24.01.2020 führte die Antragstellerin aus, dass nun doch nur eine deutlich kürzere Vorlaufzeitfrist von 20 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots möglich sei. Sie führt dazu aus, dass eine längere Vorlaufzeit zu Akzeptanzproblemen auf Seiten der Kunden führe und deswegen die Investitionsentscheidung erheblich erschweren würde. Auch die Beigeladene fordert in ihrer Stellungnahme vom 30.01.2020 und zuletzt 29.07.2020 eine Verkürzung der Vorlaufzeit, sogar auf 14 bzw. 15 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots. Sie argumentiert, dass die von der Beschlusskammer vorgesehene Vorlaufzeit im europäischen Vergleich sehr lang sei und benennt das Beispiel der britischen LNG-Anlagen mit einer Vorlaufzeit von weniger als zwei Wochen. Darüber hinaus argumentieren sowohl die Antragstellerin, als auch die Beigeladene, dass das UIOLI-Verfahren auch bei einer kürzeren Vorlaufzeit effektiven Drittzugang gewähre, da eine Änderung der Lieferpunkte durch Umleiten von Schiffen mit kurzen Vorlaufzeiten von gut zwei Wochen im LNG-Markt möglich und üblich wäre. Die Beigeladene verweist zudem darauf, dass bilaterale Geschäfte, die allerdings nicht öffentlich gemacht würden, sich in der Regel auch zeitnaher realisieren ließen.

Die Beschlusskammer erkennt zwar an, dass es im LNG-Handel Fälle gibt, bei denen die Lieferpunkte während des Schiffstransports geändert und die LNG-Schiffe an einen anderen Ort umgeleitet wurden. Weder die Antragstellerin, noch die Beigeladene mit ihrem Hinweis auf bilaterale Geschäfte vermögen demgegenüber einen so kurzfristigen liquiden LNG-Sporthandel aufzuzeigen, der es Händlern ermöglichen würde, in der sehr kurzen Vorlaufzeit von maximal 20 bzw. 14 Tagen LNG-Schiffe passgenau zu einem fest terminierten UIOLI-Slot umzuleiten.

Nach den Ausführungen der Antragstellerin und den Auswertungen der Beschlusskammer erscheint der Beschlusskammer eine Frist zur Bekanntmachung ungenutzter Kapazitäten im Rahmen des UIOLI-Verfahrens von 20 Tagen vorliegend dennoch als angemessen. Dies entspricht noch den an anderen europäischen LNG-Anlagen üblichen Vorlaufzeiten für ein UIOLI-Verfahren.

Mit diesen kurzen Vorlaufzeiten wird in der Regel dem Interesse der Primärkapazitätsinhaber an einer möglichst effizienten Nutzung seiner erworbenen Kapazität Rechnung getragen. Zwar dürfte ein solches Kurzfristprodukt aufgrund der kurzen Vorlaufzeit und langen Reisezeiten von den Verflüssigungsanlagen vermutlich nur selten nachgefragt werden, etwa in dem von der Antragstellerin und der Beigeladenen beschriebenen Fall, wenn ein bereits auf See befindliches Schiff aufgrund attraktiver Preise am Markt zur LNG-Anlage umgeleitet werden kann.

Die Beschlusskammer erkennt jedoch an, dass eine längere Vorlaufzeit von mehr als 20 Tagen vorliegend eine langfristige Buchung und somit die Investition in die LNG-Anlage erschweren bzw. verhindern könnte. Die Beschlusskammer hat insoweit auch berücksichtigt, dass durch die Reservierungsquote dauerhaft auf Jahresbasis bzw. unterjährig ein attraktiveres Kurzfristprodukt mit längeren Vorlaufzeiten zur Verfügung steht. Dadurch wird der Abschottung der LNG-Anlage über den gesamten Geltungszeitraum der Ausnahmegenehmigung entgegenwirkt und ein diskriminierungsfreier Drittzugang zu der LNG-Anlage hinreichend gesichert. Aus Verhältnismäßigkeitsgründen erscheint daher vorliegend eine Vorlaufzeit von 20 Tagen trotz der aus Kundensicht eingeschränkten Attraktivität eines solchen Kurzfristproduktes angemessen.

- b) Buchungszeitraum bis spätestens 19 Tage vor dem Entlade-Slot und Registrierung (Tenor zu 8. b))

Spätestens 19 Tage vor dem planmäßig eigentlich vorgesehenen Entlade-Slot, ist dieser durch die Antragstellerin in einem von ihr zu bestimmenden, diskriminierungsfreien und an alle registrierten Nutzer gerichteten Verfahren zu vermarkten. Mit dieser Vorgabe soll sichergestellt werden, dass alle potenziellen Nutzer die Gelegenheit bekommen, am Verfahren der Vergabe des nicht genutzten Slots teilzunehmen.

Entsprechend der vorangegangenen Regelungen für die langfristige und kurzfristige Vergabe und die Sekundärvermarktung ist auch im Rahmen des UIOLI-Verfahrens die Registrierung der Nutzer bei der Antragstellerin obligatorisch.

- c) Rechte und Pflichten bei erfolgreicher Vergabe und Rück-Rückgabe (Tenor zu 8. c))

Tenor zu 8. c) regelt ebenso wie im Rahmen der Sekundärvermarktung, dass im Falle einer erfolgreichen Vergabe der frei gewordenen Entlade-Slots der ursprüngliche Kapazitätsinhaber gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit ist. Wird die Kapazität nicht vergeben, weist die Antragstellerin die Kapazität an den ursprünglichen Inhaber zurück (Rück-Rückgabe). Diese Vorgabe liegt in dem berechtigten Sicherheitsbedürfnis der Antragstellerin, dem Interesse eines reibungslosen Funktionierens des operativen Betriebs und dem Interesse des Primärkapazitätsinhabers an der durch die Rück-Rückgabe eröffneten Möglichkeit zu einer flexiblen Nutzung der Primärkapazität begründet.

### 3.8.6 Buchungsbeschränkung für marktbeherrschende Unternehmen (Tenor zu 9.)

Tenor zu 9. setzt die von der Europäischen Kommission vorgegebene Buchungsbeschränkung für Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung auf einem – für die Zwecke der Entscheidung – als relevant angenommenen geografischen Markt Deutschlands um (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Art. 3). Der Beschluss der Europäischen Kommission verpflichtet die Beschlusskammer, in der Ausnahmegenehmigung für Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung auf einen rein national abgegrenzten deutschen Markt eine Beschränkung für Buchungen auf eine Höhe von max. 45 % der jährlichen Gesamtkapazität der LNG-Anlage vorzusehen. Die Buchungsbeschränkung bezieht sich dabei auf alle Arten von Kapazitätsbuchungen, einschließlich kurzfristiger Kapazitäten und auf dem Sekundärmarkt gehandelter Kapazitäten (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Art. 3 und Rn. 83 ff.). Eine Feststellung, ob und inwieweit bestimmte Unternehmen auf konkreten Märkten derzeit bereits über eine marktbeherrschende Stellung verfügen oder möglicherweise in Zukunft verfügen werden, ist hiermit noch nicht verbunden.

Mit dieser Vorgabe sollen nachteilige Wirkungen der Ausnahmegenehmigung auf den Wettbewerb ausgeschlossen werden. Die Europäische Kommission verweist zur Begründung auf die durchgeführte Marktanalyse. Im Rahmen der Marktanalyse hat die Beschlusskammer festgestellt, dass sich bei Betrachtung eines worst case-Szenarios, in dem Gazprom als größter Marktteilnehmer die gesamte Kapazität der LNG-Anlage buchen würde und bei einer gleichzeitigen Annahme eines rein national abgegrenzten deutschen Marktes (Szenario 2, siehe hierzu Abschnitt 3.7.1.4), sich die Wettbewerbssituation durch Vergrößerung der Marktanteile der GAZPROM verschlechtern würde (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 84). Die Beschlusskammer war bei Erlass der ursprünglichen Ausnahmegenehmigung aufgrund der fortschreitenden Verwirklichung des europäischen Gasbinnenmarktes, der Ergebnisse des Interessenbekundungsverfahrens, der laufenden Vertragsverhandlungen mit potentiellen Kunden und der Vorgaben zur diskriminierungsfreien Kapazitätsvergabe und Kurzfristvermarktung für 10 % der jährlichen Durchsatzkapazität zu dem Ergebnis gekommen, dass der Eintritt dieses Szenarios äußerst unwahrscheinlich ist und derzeit entsprechende Vorkehrungen zur Verhinderung dieses Szenarios nicht erforderlich seien (siehe hierzu Abschnitt 3.7.1.4). Die Europäische Kommission erkennt zwar an, dass die gute Vernetzung der Mitgliedstaaten in Nordwesteuropa und aktuell beträchtlichen freien Kapazitäten für einen geografisch weiter gefassten Markt sprechen. Andererseits hält die Europäische Kommission es für nicht völlig ausgeschlossen, dass sich ein solches Szenario in der Zukunft realisieren könnte (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 87). So könnte es angesichts des beträchtlichen Zeitraums der Ausnahme von 25 Jahren aufgrund der erheblichen zu erwartenden Veränderungen auf den Energiemärkten, des Rückgangs der Bedeutung von fossilen Brennstoffen und einer möglichen Umwidmung von Gasinfrastrukturen für eine Wasserstoffnutzung zu einer Verknappung

von Transportkapazitäten kommen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 84). Vor diesem Hintergrund hält die Europäische Kommission eine – auch für den Sekundärmarkt und die jährliche bzw. unterjährige Kurzfristvermarktung geltende – Buchungsbeschränkung für erforderlich um die Stärkung eines auf einem für die Zwecke der Entscheidung national abgegrenzten deutschen Markt potentiell marktbeherrschenden Unternehmens auszuschließen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 86 und 92). Die Vorgabe sei auch verhältnismäßig, da sie nur für den Fall des angesichts des Ergebnisses des Markttests und der aktuellen Vertragsverhandlungen unwahrscheinlichen Eintritts des beschriebenen worst case-Szenarios Wirkung entfalte. (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 87). Auch im Rahmen der Sekundärvermarktung sei die Antragstellerin aufgrund der durch die Ausnahme vorgegebenen Genehmigungsbedürftigkeit solcher Geschäfte in der Lage, die Buchungsbeschränkung durchzusetzen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 88). Zur Begründung wird im Übrigen vollumfänglich auf den Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Art. 3 und Rn. 87 ff.) Bezug genommen.

### **3.8.7 Berichtspflicht (Tenor zu 10.)**

Nach Tenor zu 10. ist die Antragstellerin verpflichtet, die Beschlusskammer unverzüglich über alle Umstände zu unterrichten, die eine Neubewertung der Voraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich machen könnten oder soweit die Einhaltung der Auflagen gemäß Tenor zu 4. bis 9. betroffen sein könnten

Die Voraussetzungen für die Freistellung nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG können für die lange Dauer der Geltung der Ausnahme von über 25 Jahren Veränderungen unterliegen. Die Berichtspflicht soll die Beschlusskammer daher in die Lage versetzen, eine ggf. erforderliche Neubewertung der Ausnahmevoraussetzungen aufgrund solcher Veränderungen prüfen und beurteilen zu können. Daneben soll die Mitteilungspflicht der Beschlusskammer die Überwachung der Einhaltung der Auflagen durch die Antragstellerin ermöglichen, soweit ihr in Tenor zu 4. bis 9. bestimmte Verhaltenspflichten auferlegt wurden.

Unter den Begriff „Umstand“ können alle von der Antragstellerin beeinflussbaren, aber auch nicht beeinflussbaren Ereignisse, fallen. Mitzuteilen sind zudem Ereignisse, die in der nahen Zukunft mit hinreichender Wahrscheinlichkeit eintreten oder sich bereits in einem hinreichend konkreten Planungsstadium befinden. Dies wird etwa spätestens dann anzunehmen sein, wenn die Unternehmensleitung eine entsprechende Entscheidung getroffen hat. Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit sind nur solche Umstände mitzuteilen, die eine Neubewertung der Freistellungsbedingungen erforderlich machen könnten oder die die Einhaltung der gemäß Tenor zu 4. bis 9. auferlegten Verhaltenspflichten betreffen. Dabei ist aber zu beachten, dass bereits die Möglichkeit einer solchen Neubewertung ausreicht, um die Mitteilungspflicht auszulösen. Die konkrete Bewertung

obliegt dann der Beschlusskammer. Die Mitteilung der Umstände an die Beschlusskammer muss unverzüglich, d. h. ohne schuldhaftes Zögern erfolgen (§ 121 BGB).

Die Europäische Kommission weist in ihrem Beschluss vom 25.05.2021 darauf hin, dass die Antragstellerin insbesondere im Fall der Gewährung von öffentlichen Fördermitteln über [REDACTED] zu einer Mitteilung gegenüber der Beschlusskammer verpflichtet ist, da dies ein Umstand ist, in deren Folge die Einhaltung der Genehmigungsvoraussetzung eines eine Ausnahme rechtfertigenden Investitionsrisikos gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG bzw. Art. 36 Abs. 1 lit. b) Richtlinie 2009/73/EG betreffen könne und eine Neubewertung des Umfangs und der Dauer der Ausnahmegenehmigung erforderlich machen könne (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 111). Diese Vorgabe wird bereits durch Tenor zu 10. der Ausnahmegenehmigung umgesetzt.

### **3.8.8 Änderung, Ergänzung oder Aufhebung von Nebenbestimmungen oder der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 11.)**

Die Regelung in Tenor zu 11. erlaubt es der Beschlusskammer, die Nebenbestimmungen in Tenor zu 3. bis 9. ganz oder teilweise aufzuheben, zu ändern oder zu ergänzen, die Ausnahmegenehmigung nachträglich mit weiteren Nebenbestimmungen und Auflagen zu versehen oder zu widerrufen. Die Möglichkeit zur Änderung, Ergänzung oder Aufhebung von Nebenbestimmungen oder der Ausnahmegenehmigung nach Tenor zu 11.) besteht in vier Fällen. Zum einen kommt eine Änderung oder eine Aufhebung der Entscheidung in Betracht, wenn auf Grund geänderter tatsächlicher Umstände eine Neubewertung der Ausnahmeveraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich ist (Tenor zu 11. a)). Zum anderen besteht eine solche Änderungs- bzw. Aufhebungsmöglichkeit, wenn die Antragstellerin eine oder mehrere der Auflagen in Tenor zu 4. bis 9. nicht erfüllt. Damit kommt eine Abänderung oder der Widerruf nur in Betracht, wenn die Antragstellerin eine der ihr in den Auflagen in Tenor zu 4. bis 9. auferlegten Verhaltenspflichten nicht erfüllt (Tenor zu 11. b)). Des Weiteren besteht diese Möglichkeit zur Abänderung oder zum Widerruf, wenn die Antragstellerin nach Inbetriebnahme der LNG-Anlage nicht gemäß § 28 Abs. 1 Nr. 3 EnWG entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG vom Netzbetrieb der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH oder eines dritten Netzbetreibers, in dessen Netz die Infrastruktur geschaffen wird, getrennt ist (Tenor zu 11. c)). Nach Maßgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Art. 4 und Rn. 25) sieht die Ausnahmegenehmigung zudem nun auch ausdrücklich die Möglichkeit zur Änderung oder dem Widerruf vor für den Fall einer Änderung, des Widerrufs oder der Unwirksamkeit des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Tenor zu 11. d)).

#### **(1) Geänderte tatsächliche Umstände (Tenor zu 11. a))**

Tenor zur 11. stellt die Revisionsfähigkeit der Ausnahmegenehmigung sicher. Danach kann die Ausnahmegenehmigung nachträglich mit weiteren Nebenbestimmungen und Auflagen versehen,

ganz oder teilweise aufgehoben, geändert oder ergänzt und können die in Tenor zu 3. bis 9. getroffenen Nebenbestimmungen ganz oder teilweise geändert, ergänzt oder aufgehoben werden, sofern auf Grund geänderter tatsächlicher Umstände eine Neubewertung der Ausnahmeveraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich ist. Die Regelung knüpft an die in Tenor zu 10. geregelte Berichtspflicht an und ermöglicht es der Beschlusskammer im Falle geänderter tatsächlicher Umstände eine Anpassung der Freistellungsentscheidung an die neuen Gegebenheiten vorzunehmen.

Von Bedeutung ist das zum einen im Interesse der Antragstellerin und ihrer Kunden, aber auch von potentiellen Marktteilnehmern insbesondere im Hinblick auf die in Tenor zu 5. bis 8. bestimmten Regeln und Mechanismen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement. Diese Regeln beruhen auf einer Analyse des LNG-Marktes und Prognose seiner weiteren Entwicklung. Prognoseentscheidungen sind zwangsläufig mit bestimmten Prognoserisiken belastet, die umso größer werden, desto weiter die Prognose in die Zukunft reicht. Um über die langjährige Dauer der Ausnahme zukünftige wesentlich von der Prognose abweichende Entwicklungen angemessen berücksichtigen zu können, kann eine Anpassung der in Tenor zu 3. bis 8. getroffenen Nebenbestimmungen, insbesondere der Regeln und Mechanismen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement, unter Umständen erforderlich sein. Damit kann etwa eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung der Kapazitäten gewährleistet werden, sollte sich nachträglich herausstellen, dass die Entwicklungen im LNG-Markt Anpassungen erfordern. Es ermöglicht der Beschlusskammer auch im Sinne der Verhältnismäßigkeit, Nebenbestimmungen ganz oder teilweise aufzuheben, sollte sich nachträglich herausstellen, dass die Regelungen nicht oder nicht mehr erforderlich sind.

Darüber hinaus gewährleistet der Änderungs- und Widerrufsvorbehalt auch, dass die Einhaltung der Genehmigungsvoraussetzungen über die Dauer der Ausnahme von 25 Jahren sichergestellt ist.

Durch den Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Art. 4 und Rn. 135 Az. C(2021) 3814 final) wurde die Beschlusskammer zudem dazu verpflichtet, in die Ausnahmegenehmigung neben der bereits in der ursprünglichen Ausnahme vorgesehenen Möglichkeit einer Änderung der Ausnahmegenehmigung auch die Möglichkeit eines Widerrufs der Ausnahmegenehmigung für den Fall einer Änderung der tatsächlichen Umstände vorzusehen.

Die Europäische Kommission nennt zudem mögliche konkrete Anwendungsfälle, die eine Pflicht der Bundesnetzagentur zur Prüfung und ggf. Neubewertung der Genehmigungsvoraussetzungen zukünftig erforderlich machen könnten.



i. Angemessenes Kapazitätsangebot an der deutsch-dänischen Grenze bei Inbetriebnahme der LNG-Anlage

Ein von der Europäischen Kommission genannter Fall (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Art. 4 und Rn. 65 und 125 f.) betrifft die Frage, ob im Zeitpunkt der Inbetriebnahme der LNG-Anlage bei einer entsprechenden Nachfrage durch Marktteilnehmer feste Entry- und Exit-Kapazitäten in angemessenem Umfang an der deutsch-dänischen Grenze zur Verfügung stehen. Auf diesen Punkt hatte die dänische Regulierungsbehörde in Ihrer Stellungnahme im Rahmen der durchgeführten Konsultation hingewiesen. Sollten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der LNG-Anlage nachgefragte feste Kapazitäten nicht in angemessenem Umfang und nur in wesentlich geringerer Menge als vor der Reduzierung von festen Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Ellund im Netzentwicklungsplan Gas 2018 (NEP 2018) zu Verfügung stehen und eine konstruktive Lösung zwischen den Beteiligten nicht gefunden werden, so hätte die Beschlusskammer zu prüfen, ob eine Beeinträchtigung des Energiebinnenmarktes, der Versorgungssicherheit der Europäischen Union auch in Form des Grundsatzes der Energiesolidarität und der betroffenen regulierten Netze gegeben wäre.

Mit Tenorziffer 11 wird die Möglichkeit eines Widerrufs oder der Änderung der Ausnahmegenehmigung gewährleistet. Die Beschlusskammer stimmt dabei im Ergebnis mit der Stellungnahme der Antragstellerin vom 17.06.2021 überein, dass die in Tenor zu 11. gewählte generelle Formulierung der Möglichkeit der Aufhebung der Entscheidung bei einer Veränderung der tatsächlichen Umstände die entsprechende Vorgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Art. 4) vollumfänglich umsetzt. Die Beschlusskammer geht dabei jedoch auch davon aus, dass der von der Europäischen Kommission genannte Fall eines nicht angemessenen Kapazitätsangebots an der deutsch-dänischen Grenze hierunter gefasst werden kann. Die in Art. 4 des Beschlusses der Europäischen Kommission gewählte Formulierung „sollte“ ist dabei auch im Lichte der dazugehörigen Begründung des Beschlusses zu sehen, der nach Art. 288 Abs. 3 AEUV für die Beschlusskammer in allen seinen Teilen verbindlich ist. Insbesondere die Formulierungen in Rn. 65 und Rn.126 des Beschlusses verpflichten die Beschlusskammer ausdrücklich dazu, bei Inbetriebnahme der LNG-Anlage, einem nicht angemessenen Angebot an nachgefragten Kapazitäten an der deutsch-dänischen Grenze und dem Fehlen konstruktiver Lösungen bzw. diskriminierungsfreier Verfahren zu prüfen, ob eine Beeinträchtigung des Energiebinnenmarktes, der Versorgungssicherheit der Europäischen Union auch in Form des Grundsatzes der Energiesolidarität und der betroffenen regulierten Netze gegeben ist, die eine Neubewertung und ggf. Änderung der erteilten Ausnahme erforderlich machen könnte. Dabei verpflichtet die Europäische Kommission die Beschlusskammer zu einer Prüfung und nicht zur Aufhebung der erteilten Ausnahme.

Entscheidend insoweit ist eine maßgebliche Veränderung tatsächlicher Umstände, die zu einer Neubewertung der Voraussetzungen für die Ausnahmegenehmigung führen kann. In Betracht

kommt dabei auch eine für den Energiebinnenmarkt und den Grundsatz der Energiesolidarität oder die betroffenen regulierten Netze nachteilige Entwicklung der Kapazitätsausstattung an der deutsch-dänischen Grenze, sofern diese ursächlich auf die Inbetriebnahme der LNG-Anlage und die dieser zugrundeliegenden Ausnahmegenehmigung zurückzuführen wäre. Im Zuge des mit dem Markt konsultierten NEP Gas 2018 wurde die Einspeisekapazität in das GASPOOL-Marktgebiet am Grenzübergangspunkt Ellund auf Null reduziert. Dabei spielte auch die fehlende langfristige Buchung von Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Ellund in der Vergangenheit sowie die vorübergehende Stilllegung des Gasförderfeldes Thyra in Dänemark eine entscheidende Rolle. Zum Zeitpunkt der Erstellung des NEP 2018 sahen die Fernleitungsnetzbetreiber keine Anzeichen bei der Quellenanalyse, dass eine Ertüchtigung der Verdichterstation Ellund geboten war. Diese wäre zum Erhalt der Einspeisekapazitäten notwendig gewesen. Zugleich wurden im selben Netzentwicklungsplan (erstmalig) Einspeisekapazitäten für die geplante LNG-Anlage in Brunsbüttel ausgewiesen. Technisch können diese Kapazitäten nach Kenntnis der Beschlusskammer sowohl in Ellund als auch in Brunsbüttel angeboten und genutzt werden.

Es ist grundsätzlich Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber, den langfristigen Kapazitätsbedarf zu ermitteln und sicherzustellen, dass dieser Bedarf durch geeignete und wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen gedeckt werden kann. Dabei spielt der Prozess der Erstellung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans eine entscheidende Rolle. Marktakteure haben die Möglichkeit, sich im Rahmen der Konsultation dieser Instrumente zu beteiligen. Darüber hinaus erfolgen alle zwei Jahre Marktnachfragen an den Grenzkopplungspunkten, die in Netzausbauprojekte für neu zu schaffende Kapazitäten nach der Verordnung (EU) 2017/459 münden können. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass das von der dänischen Regulierungsbehörde genannte und für maßgeblich erachtete Incremental Projekt mit Beschluss vom 26.04.2021 (BK9-20-004) genehmigt wurde. Die Realisierung dieses Projektes hängt nun maßgeblich von einem positiven Wirtschaftlichkeitstest aufgrund ausreichender Kapazitätsbuchungen in den Jahresauktionen durch die Transportkunden ab.

Verfügbare Kapazität muss schließlich zu angemessenen und diskriminierungsfreuen Bedingungen den Netznutzern angeboten werden. Dies gilt auch für Kapazität, die technisch an verschiedenen Netzknoten ausgewiesen werden kann, aber insgesamt nur einmal im Netz vorhanden ist.

Die Beschlusskammer begrüßt die Kooperation und den engen Austausch zwischen dänischen und deutschen Fernleitungsnetzbetreibern mit Blick auf die Kapazitätsausstattung an der deutsch-dänischen Grenze, auf die die dänische Regulierungsbehörde in ihrer Stellungnahme im Rahmen der Konsultation zu der Ausnahmegenehmigung hingewiesen hat. Sie wird insbesondere auch nach Inbetriebnahme der geplanten LNG-Anlage in Brunsbüttel überwachen, dass Inhalte und Vorgaben der oben genannten Instrumente für einen bedarfsgerechten Kapazitätsausweis, sowohl in Bezug auf die deutsch-dänische Grenze als auch in Bezug auf die geplante LNG-Anlage

in Brunsbüttel umgesetzt und von den Marktakteuren eingehalten werden. Sollte sie nachteilige Auswirkungen auf den Energiebinnenmarkt, die Energiesolidarität oder die betroffenen regulierten Netze feststellen, wird sie ihr Ermessen über eine Abänderung oder eine Aufhebung der vorliegenden Entscheidung ausüben.

ii. Gewährung von öffentlichen Fördermitteln über Schwellenwert

Der zweite von der Europäischen Kommission genannte Fall, der eine Neubewertung der Genehmigungsvoraussetzung des Investitionsrisikos und ggf. Prüfung und Änderung der Ausnahmegenehmigung erforderlich machen könnte, ist die Gewährung von öffentlichen Fördermitteln für den Bau der LNG-Anlage von über [REDACTED] (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Art. 4 und Rn. 110 f.). In einem solchen Fall könnte die Erforderlichkeit der Ausnahme in Frage stehen, da das Investitionsrisiko durch die Gewährung von öffentlichen Fördermitteln zugunsten der Investoren gesenkt würde. Nach Auffassung der Europäischen Kommission hat die Antragstellerin eine solche Subvention der Beschlusskammer nach Tenor zu 10. der vorliegenden Ausnahmegenehmigung zu melden. Die Beschlusskammer hat dann eine Neubewertung der Genehmigungsvoraussetzung eines die Ausnahme rechtfertigenden Investitionsrisikos (§ 28a Abs. 1 Nr.2 EnWG und Art. 36 Abs. 1 lit. b) Richtlinie 2009/73/EG) und Prüfung einer Änderung bzw. eines Widerrufs der Ausnahmegenehmigung vorzunehmen. Da Ausnahmen auf das erforderliche Maß beschränkt werden sollen, kommt in einem solchen Fall auch eine Begrenzung der Ausnahme, z.B. auf einen Teil der Kapazität oder eine kürzere Dauer in Betracht (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 110 f.).

(2) Verstoß gegen Auflagen (Tenor zu 11. b))

Die Regelung in Tenor zu 11. b) dient der Überwachung der Einhaltung der Nebenbestimmungen in Tenor zu 4. bis 9., die aus Sicht der Beschlusskammer erforderlich sind, um die gesetzlichen Voraussetzungen für eine Ausnahmegenehmigung herzustellen. So stellt die Verpflichtung nach Tenor zu 4. sicher, dass die nach § 28a Abs. 1 Nr. 4 EnWG vorausgesetzte Erhebung von Entgelten für die Nutzung der Infrastruktur auch tatsächlich eingehalten wird. Die in Tenor zu 5. bis 9. bestimmten Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement dienen demgegenüber der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG, indem sie eine Abschottung der neuen Infrastruktur über den langjährigen Ausnahmezeitraum verhindern und eine Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen des § 20 EnWG nur soweit zulassen, als sie zur Ermöglichung der Investition erforderlich sind. Der in Tenor zu 11. geregelte Änderungs- bzw. Widerrufsvorbehalt ermöglicht es der Beschlusskammer bei Nichteinhaltung dieser Vorgaben, die die Genehmigungsfähigkeit des Antrags gewährleisten, angemessen reagieren zu können.

### (3) Verstoß gegen Entflechtungsvorgabe (Tenor zu 11. c))

Die Regelung in Tenor zu 11. c.) sichert die Einhaltung der besonderen Entflechtungsvorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG, wonach der Eigentümer und Betreiber der neuen Infrastruktur von dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Infrastruktur angeschlossen ist, entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG rechtlich, operationell, buchhalterisch und informationell entflochten sein muss. Kritischer Zeitpunkt für die Einhaltung dieser Entflechtungsvorgabe ist die Inbetriebnahme (vgl. Däuper, in: Danner/Theobald, Energierecht, 103. Ergänzungslieferung, Oktober 2019, Rn. 13). Die in Tenor zu 11. c.) vorbehaltene Möglichkeit zu Abänderung oder zum Widerruf der Ausnahmegenehmigung versetzt die Beschlusskammer in die Lage, die spezielle Entflechtungsvorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG nach Inbetriebnahme überwachen und auch durchsetzen zu können.

### (4) Änderung, Aufhebung oder Unwirksam werden des Beschlusses der Europäischen Kommission (Tenor zu 11. d))

Die Regelung in Tenor zu 11. d) setzt die entsprechende Vorgabe des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Art. 4 und Rn. 25) um. Damit ist nun ausdrücklich klargestellt, dass die Ausnahmegenehmigung auch dann geändert oder widerrufen werden kann, wenn die bestätigende Entscheidung der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 geändert, widerrufen oder sonst unwirksam wird. Eine Unwirksamkeit des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) kann etwa aufgrund von Gerichtsverfahren oder der in der Art. 36 Abs. 9 UAbs. 5 Richtlinie 2009/73/EG geregelten auflösenden Bedingungen im Fall einer nicht erfolgten Inbetriebnahme der Anlage innerhalb von fünf Jahren bzw. eines nicht begonnenen Baus der Anlage innerhalb von zwei Jahren ab Erteilung der Entscheidung der Europäischen Kommission eintreten. Die Vorgabe stellt somit in dem zweistufigen Verwaltungsverfahren zur Gewährung einer Ausnahme nach § 28a EnWG i.V.m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG ausdrücklich klar, dass ein Gleichklang zwischen der nationalen Ausnahmegenehmigung und der im Rahmen des EU-Beteiligungsverfahrens nach Art. 36 Abs. 9 Richtlinie 2009/73/EG erforderlichen Genehmigung der nationalen Ausnahmegenehmigung durch die Europäische Kommission gewährleistet ist. Zur Begründung wird im Übrigen vollumfänglich auf den Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Art. 4 und Rn. 25) Bezug genommen.

### (5) Reaktionsmöglichkeiten

Unter Ausübung des durch § 28a EnWG eingeräumten Ermessens hat sich die Beschlusskammer für eine Reihe an verschiedenen Reaktionsmöglichkeiten entschieden, die von der teilweisen Aufhebung, Änderung oder Ergänzung der Nebenbestimmungen über deren Aufhebung und den nachträglichen Erlass von Nebenbestimmungen bis zum Widerruf der Ausnahmegenehmigung selbst als ultima ratio reichen. Dadurch wird dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz genüge getan, indem unbedeutende Verstöße gegen die Auflagen nicht die Ausnahmegenehmigung als Ganzes

gefährden. Dies wäre ersichtlich unverhältnismäßig. Mit den genannten Reaktionsmöglichkeiten kann die Beschlusskammer hingegen der Schwere etwaiger Verstöße unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Einzelfalls und des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit Rechnung tragen. Ein Widerruf wird als ultima ratio daher unter Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten nur dann in Frage kommen, wenn es sich um schwerwiegende bzw. wiederholte Verstößen gegen Auflagebestimmungen handelt, denen eine besondere Bedeutung für die Genehmigungsfähigkeit der Ausnahme zukommt, und soweit keine Abhilfe durch eine der anderen Reaktionsmöglichkeiten als milderer Mittel zur Verfügung steht. Daneben kommt eine Aufhebung der Ausnahmegenehmigung aufgrund der Aufhebung oder dem Unwirksam werden des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 in Betracht.

### **3.8.9 Mitteilungspflicht gegenüber der Europäischen Kommission bei Änderung oder Aufhebung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 12.)**

Die Regelung in Tenor zu 12. setzt die entsprechende Verpflichtung nach Art. 4 des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final) 1:1 um. Die Europäische Kommission hat die Beschlusskammer ausdrücklich dazu verpflichtet, zu regeln, dass eine Änderung oder der Widerruf der Ausnahmegenehmigung der Europäischen Kommission gem. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG mitzuteilen ist. Die Regelung sieht zudem entsprechend der Verpflichtung aus dem Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 ausdrücklich vor, dass die Europäische Kommission in einem solchen Fall erneut eine Änderung oder Aufhebung der geänderten Ausnahmegenehmigung verlangen kann. Zur Begründung wird im Übrigen vollumfänglich auf den Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Art. 4 und Rn. 136) Bezug genommen.

### **3.8.10 Geltung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 13.)**

Mit dem Tenor zu 13. wird die Ausnahme unter die auflösende Bedingung gestellt, dass die LNG-Anlage in Brunsbüttel spätestens am 25.05.2026 kommerziell in Betrieb genommen wird, wobei das Datum der kommerziellen Inbetriebnahme der Beschlusskammer schriftlich mitzuteilen ist. Angesichts der zeitlichen Planungen für den Bau der LNG-Anlage in Brunsbüttel und der Anbindungsleitung an das Netz der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH erscheint dieser Zeitraum ausreichend bemessen, um auch etwaige Verzögerungen aufzufangen, die sich aus planungsrechtlichen oder technischen Hinderungsgründen ergeben können. Der Antragstellerin wird eine Zeitspanne von fünf Jahren eingeräumt. Die eingeräumte Zeitspanne korrespondiert mit der in Art. 36 Abs. 9 UAbs. 5 der Richtlinie 2009/73/EG genannten Geltungsdauer. Sie entspricht im Übrigen der längsten Geltungsdauer von Baugenehmigungen in zahlreichen Landesbauordnungen. Mit der Vorgabe wird verhindert, dass die Antragstellerin lediglich einen „Vorratsbe-

schluss“ erwirkt, der andere Marktteilnehmer unter Umständen davon abhalten könnte, ihre eigenen Investitionsprojekte voranzutreiben. Durch die Pflicht zur Mitteilung des Datums der kommerziellen Inbetriebnahme wird hinreichend Klarheit über den Geltungszeitraum der Freistellung von den Vorgaben des Netzzugangsregimes der §§ 20-25 EnWG geschaffen.

Das Datum der Bedingung wurde zur Gewährleistung eines Gleichlaufs zwischen der nationalen Ausnahmegenehmigung und dem Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 unter Berücksichtigung von Art. 36 Abs. 9 UAbs. 5 Richtlinie 2009/73/EG auf das Datum der Erteilung des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 angepasst.

### **3.8.11 Geltung bei Veränderung der Eigentums-, Betriebsführungs- und Gesellschaftsverhältnisse (Tenor zu 14.)**

Mit dem Tenor zu 14. wird eine Übertragung des Eigentums an der LNG-Anlage Brunsbüttel oder des Betriebs der LNG-Anlage sowie eine Änderung der Gesellschaftsverhältnisse ermöglicht, ohne hierdurch die Ausnahme zu gefährden.

Ohne eine solche Tenorierung bliebe zweifelhaft, ob dies möglich wäre, da die Ausnahme nach § 28a EnWG, die sich auf eine bestimmte Infrastruktur bezieht, zwar Merkmale eines sachbezogenen Verwaltungsakts, mit dem Abstellen auf die Entflechtungsbestimmungen und die Wettbewerbsverhältnisse aber auch Merkmale eines personenbezogenen Verwaltungsakts aufweist.

Der Tenor zu 14. ermöglicht daher zwar die genannten Rechtsakte ohne Gefährdung der Ausnahme, knüpft sie aber an bestimmte Voraussetzungen. Dabei ist es erforderlich, dass der Beschlusskammer die beabsichtigte Änderung rechtzeitig angezeigt wird und sich ein Dritter, auf den der Betrieb der LNG-Anlage übertragen wird, zur Einhaltung der Auflagen aus der Genehmigung verpflichtet. Dies vermeidet, dass lediglich die Rechte, aber nicht die Pflichten aus der Genehmigung übertragen werden. Zudem behält sich die Beschlusskammer ein Widerrufsrecht vor, das etwa bei nachteiligen Wettbewerbsauswirkungen der beschriebenen Übertragungsvorgänge geltend gemacht werden kann. Betrieb im Sinne dieser Regelungen ist die Übernahme der bereichsspezifischen Verantwortung für die Einhaltung der energierechtlichen Vorgaben, insbesondere die öffentlich-rechtliche Verantwortlichkeit gegenüber den Regulierungsbehörden. Die zulässige Wahrnehmung von Aufgaben und Funktionen durch Dritte z. B. im Rahmen von Betriebsführungsverträgen, Serviceverträgen oder Planungstätigkeiten bleibt hiervon unberührt. Eine generelle Aussage, ob solche Tätigkeiten in anderen rechtlichen Zusammenhängen als Betrieb der LNG-Anlage zu qualifizieren sind, ist hiermit nicht verbunden.

### **3.8.12 Ablehnung des Antrags im Übrigen (Tenor zu 15.)**

Mit dem Tenor zu 15. wird der Antrag im Übrigen abgelehnt. Die gewährte Ausnahmegenehmigung bleibt aufgrund der weiteren Vorgaben hinter dem Antrag zurück.

**3.8.13 Kostenentscheidung (Tenor zu 16.)**

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 Abs. 1 Nr. 4 EnWG.

**Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Barbie Kornelia Haller  
Vorsitzende

Dr. Antje Peters  
Beisitzerin

Dr. Werner Schaller  
Beisitzer